

На правах рукописи



**ЗАКИРЬЯНОВ МАРС ВАСИЛЬЕВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-  
ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО  
ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ  
С ОТВОДАМИ ХОЛОДНОГО ГНУТЬЯ**

Специальность 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа 2019

Работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель : доктор технических наук, профессор  
**Коробков Геннадий Евгеньевич**

Официальные оппоненты: **Дудников Юрий Владимирович**  
доктор технических наук  
ПАО «Уфаоргсинтез»/ генеральный директор

**Земенкова Мария Юрьевна**  
кандидат технических наук, доцент  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»/ доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов»

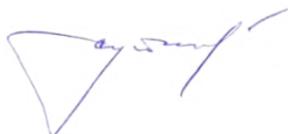
Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Ухтинский государственный технический университет» (г. Ухта)

Защита диссертации состоится «7» февраля 2020 года в 14-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы исследования.** Протяженность магистральных газопроводов по территории Российской Федерации составляет более 170 тыс. км. Для обеспечения надежного функционирования газотранспортной системы необходимо своевременно выполнять качественные работы по диагностическому обследованию и ремонту.

Для профилирования трассы трубопровода при пересеченном рельефе местности используются упругий изгиб трубопровода и кривые вставки (отводы), которые, в большинстве случаев, изготавливаются холодной гибкой труб. Изготовление отводов методом пластического деформирования в холодном состоянии приводит к появлению остаточных напряжений и деформаций.

Современный опыт эксплуатации линейной части магистральных газопроводов показывает, что для отводов холодного гнутья (ОХГ), помимо обычных дефектов, характерны стресс-коррозионные дефекты поперечного направления (пКРН) и гофры. Трещины пКРН могут приводить к аварийным разрушениям труб без стадии медленного роста. Одной из причин возникновения пКРН является высокий уровень изгибных напряжений в стенке трубы, которые вызываются различными нагрузками, например, продольными силами при прокладке газопровода в сложных инженерно-геологических условиях. Методы определения напряженно-деформированного состояния (НДС) участков газопроводов с ОХГ (с учетом остаточных напряжений на гнутой части) в настоящее время отсутствуют, а как показывает практика, трещины пКРН образуются как на прямых участках отвода, так и на гнутой части ОХГ.

В связи с вышеизложенным, актуальными являются задачи совершенствования и разработки новых методов, направленных на обеспечение целостности потенциально опасных участков (ПОУ) газопроводов с учетом остаточного НДС в стенке ОХГ.

### **Степень разработанности темы**

Вопросами обеспечения прочности и устойчивости трубопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях занимались А.Б. Айнбиндер, Х.А. Азметов, А.Б. Арабей, В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, А.Г. Гареев, А.Г. Гумеров, К.М. Гумеров, Л.А. Димов, Ю.В. Дудников, Р.М. Зарипов, А.Г. Камерштейн, Г.Е. Коробков, Ф.М. Мустафин, В.И. Черников, А.М. Шаммазов, Э.М. Ясин и др.

Вопросы зарождения, развития КРН, а также разработки способов диагностики и ремонта трубопроводов, подверженных КРН, изучали в своих

трудах И.Г. Абдуллин, Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров, Р.М. Аскарлов, Б.В. Будзуляк, З.Т. Галиуллин, Н.А. Гаррис, И.И. Велиюлин, В.Г. Дубинский, П.В. Климов, К.Ф. Отт, В.В. Притула, И. В. Ряховских, Е.А. Спиридович, О.И. Стеклов, М.В. Чучкалов, В.В. Харионовский, R.Parkins и др.

Вопросам упругопластического деформирования твердого тела посвящены научные труды А.Н. Безухова, А.А. Гвоздева, А.А. Ильюшина, Е.Н. Мошнина, М.И. Прудникова, И.П. Ренне, Ю.Н. Работнова, А.Р. Ржаницына, Г.А. Смирнова-Аляева, А. Надаи, Р. Хилла, В. Прагера и др.

Научные основы механики разрушения отражены в работах А.А. Гриффитса, Д.С. Дагдейла, Н.Н. Давиденкова, Н.А. Махутова, Е.М. Морозова, Н.И. Мусхелишвили, В.В. Панасюка, В.З. Партона, С.В. Серенсена, Г.П. Черепанова, J. Irwin, F. MacClintock, J. Rice и др.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности ВАК РФ 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: п.1 – «Напряженное состояние и взаимодействие с окружающей средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчетов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ»; п.4 – «Разработка теории конструктивной и системной надежности нефтегазопроводных систем, в том числе для сложных климатических условий»; п.6 – «Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты их от коррозии»; п.7 – «Исследования в области ресурса трубопроводных конструкций, в том числе прогнозируемого при проектировании и остаточного при их эксплуатации».

**Цель работы** – обеспечение целостности ПОУ газопроводов с ОХГ на основе совершенствования методов оценки их НДС с учетом остаточных напряжений.

Для достижения поставленной цели диссертационного исследования решались следующие **задачи**:

- 1 Обзор и анализ работ, затрагивающих исследуемую цель.
- 2 Разработка и верификация математической модели НДС ОХГ, получение аналитических зависимостей для определения остаточного НДС ОХГ.
- 3 Анализ НДС ОХГ при эксплуатации, оценка влияния остаточного НДС в ОХГ на деформационную способность при эксплуатации,

совершенствование методов оценки НДС участков газопроводов с ОХГ по данным диагностики для возможности учета остаточных напряжений.

4 Решение задачи по определению безопасного уровня продольных напряжений для гарантированной прочности участка газопровода с глубиной трещины менее порога минимальной чувствительности внутритрубного дефектоскопа.

#### **Научная новизна**

1 Получены аналитические зависимости для определения суммарных продольных напряжений в стенке ОХГ, отличающиеся возможностью учета остаточных напряжений после его изготовления.

2 На основе разработанной математической модели трещины пКРН, решена задача по определению продольных напряжений на ПОУ газопровода с использованием энергетического критерия прочности и учитывающая предварительную пластическую деформацию в стенке гнутой части ОХГ.

3 Установлено, что для газопроводов большого диаметра из труб класса прочности К60 с толщинами стенок 15,7-16,5 мм и ударной вязкости стали  $KCV=40$  Дж/см<sup>2</sup>, опасность хрупкого разрушения при наличии поперечной трещины глубиной 20 % от толщины стенки трубы, возникает при продольных напряжениях выше 80 % от предела текучести трубной стали.

#### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в совершенствовании методов оценки НДС, направленных на обеспечении целостности участков газопроводов и учете остаточного НДС после изготовления ОХГ.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 По результатам выполненных в диссертационной работе исследований разработан стандарт Общества (СТО) Газпром трансгаз Уфа 3.3-1-1321-2019 «Методические рекомендации по расчету напряженно-деформированного состояния отводов холодного гнущего при эксплуатации».

2 По результатам выполненных в диссертационной работе исследований издано электронное учебно-методическое пособие «Методика расчета характеристик напряженно-деформированного состояния отводов холодного гнущего при эксплуатации», которое используется в учебном процессе в ФГБОУ ВО «УГНТУ» для студентов, обучающихся по направлениям 21.03.01, 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

#### **Методология и методы исследования**

Для решения задач, поставленных в диссертационной работе, применялись математические, статистические методы, а также методы линейной и нелинейной механики разрушения.

Расчеты и обработка полученных данных, проводились с использованием современных лицензированных программных продуктов ANSYS, Microsoft Excel.

### **Положения, выносимые на защиту**

Математическая модель НДС ОХГ и аналитические зависимости для определения остаточного НДС ОХГ.

Результаты численных расчетов полных продольных напряжений в стенке гнутой части ОХГ при эксплуатации.

Разработанный метод по определению полных продольных напряжений по данным диагностики, отличающийся возможностью учета остаточного НДС ОХГ.

Результаты расчета на гарантированную прочность участка газопровода с трещинами ПКРН.

### **Степень достоверности результатов**

Математические конечно-элементные модели разработаны с использованием современных средств алгоритмического программирования, предназначенных для решения задач строительной механики.

Для подтверждения достоверности полученных результатов, проводилась верификация разработанных математических моделей на соответствие теоретическим и экспериментальным исследованиям, приведенным в научной и нормативной литературе.

### **Апробация результатов работы**

Основные результаты и научные положения диссертационной работы были освещены на: IX-ой научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ООО «Газпром трансгаз Уфа» (г. Уфа, 2013 г.); XV-ой Научно-технической конференции молодых руководителей и специалистов «Новые пути и решения повышения эффективности и надежности работы газотранспортного предприятия» (г. Екатеринбург, 2014 г.); 66, 67, 69-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, (г. Уфа, 2015, 2016, 2018 гг.); XIII-ой научно-технической конференции молодых специалистов и работников ООО «Газпром трансгаз Самара» (г. Самара, 2015 г.); Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 2016, 2018 гг.); XII, XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт» (г. Уфа, 2015, 2017, 2018 гг.); Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Актуальные направления развития газовой отрасли России» (г. Волгоград, 2018 г.); 73-ей международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019» (г. Москва, 2019 г.).

### **Публикации**

Основные материалы диссертации опубликованы в 16 работах, в том числе 5 статей в журналах, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ, среди которых один журнал индексируется в Web of Science.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа изложена на 140 страницах печатного текста, включая 71 рисунок и 19 таблиц; состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы из 152 наименований, в том числе 23 иностранных.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель и задачи исследований. Представлены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна, практическая и теоретическая ценность работы, апробация полученных результатов.

**В первой главе** выполнен обзор нормативной, справочной литературы, публикаций авторов, затрагивающих тему диссертации. В частности, установлено, что:

- действующие в настоящее время нормативные документы не позволяют в полном объеме оценить фактическое НДС участков газопроводов с ОХГ. В общем случае установление полной картины НДС участков газопроводов с ОХГ происходит только после их аварийного разрушения. Сложные инженерно-геологические условия эксплуатации участков МГ, на которых были обнаружены трещины пКРН, способствуют возникновению высоких продольных напряжений;

- изготовление ОХГ методом холодной гибки труб приводит к сложной картине остаточного НДС. В настоящее время нет расчетных методик по определению НДС ОХГ при эксплуатации с учетом остаточных напряжений, а по нормативным документам остаточные напряжения в ОХГ учитываются только через коэффициенты запаса, которые не зависят от типа конструктивного элемента трубопровода;

- средствами внутритрубной диагностики (ВТД) обеспечивается достоверная выявляемость дефектов пКРН с глубиной не менее 15-20 % от толщины стенки трубы с вероятностью 90 %, что предполагает их наличие в эксплуатации. В свою очередь, аварии на данных участках показывают неконтролируемый квазихрупкий характер разрушения труб и ОХГ.

С учетом вышесказанного были сформулированы задачи исследования.

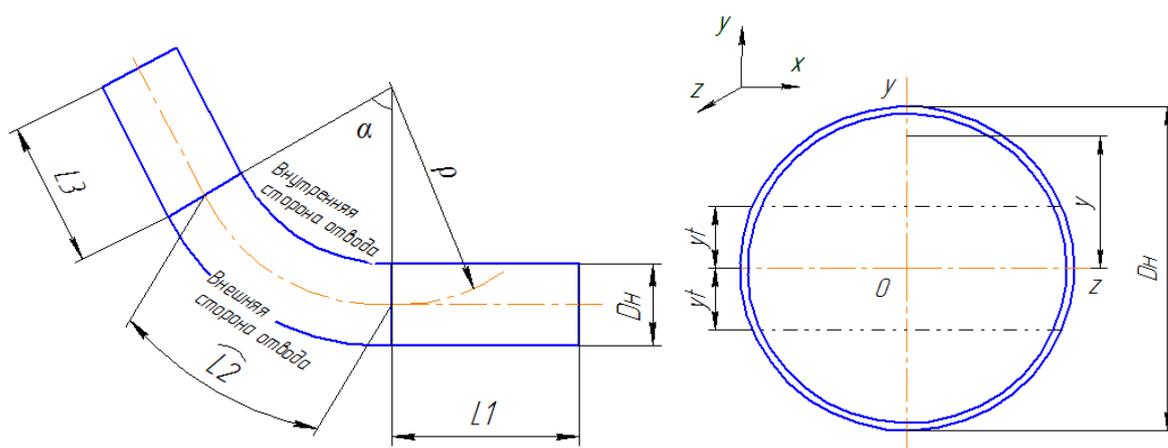
**Во второй главе** разработана обобщенная математическая (численная) модель ОХГ для анализа остаточного НДС, проведена верификация численной модели на соответствие теоретическим и экспериментальным исследованиям, определены величины остаточных напряжений и деформаций в стенке гнутой части отвода.

Появление пластических деформаций в крайних образующих поперечного сечения трубы происходит с некоторой начальной кривизны. С увеличением кривизны изгибаемой трубы, зоны пластических деформаций распространяются к оси трубы. В общем случае, при упругопластическом изгибе трубы, создается объемное напряженное состояние, что значительно усложняет процесс определения деформаций по высоте поперечного сечения. В связи с этим, рядом исследователей принимаются некоторые упрощения расчетных схем для анализа остаточного НДС после упругопластического изгиба бруса. В частности, справедлива гипотеза плоских сечений, а также допускается использовать простые аналитические зависимости между истинными напряжениями и деформациями. Использование данных упрощений для расчета остаточного НДС бруса подтверждается экспериментальными исследованиями пластического изгиба в холодном и горячем состоянии.

Для определения остаточных напряжений и деформаций используется теорема о разгрузке А.А. Ильюшина. В соответствии с ней устанавливается следующий порядок для определения остаточных напряжений и деформаций при разгрузке:

- по уравнениям пластичности определяются напряжения и деформации, вызванные наибольшей нагрузкой;
- по уравнениям упругости определяются напряжения и деформации, которая вызывает нагрузка, равная разности между наибольшей нагрузкой и нагрузкой, оставшейся после разгрузки (напряжения и деформации разгрузки);
- из напряжений и деформаций, соответствующих наибольшей нагрузке, вычитают напряжения и деформации разгрузки. Полученные напряжения и деформации будут являться остаточными.

При математическом моделировании остаточного НДС ОХГ принимается, что требуемый остаточный радиус кривизны приобретает за один цикл «нагрузка до минимального радиуса кривизны  $\rho_{\text{мин}}$  и разгрузка до остаточного радиуса кривизны  $\rho_{\text{ост}}$ » (Рисунок 1).



$D_n$  – наружный диаметр отвода;  $\rho$  – радиус изгиба – радиус кривизны осевой линии;  $\alpha$  – угол изгиба (угол поворота осевой линии);  $l_1$ ,  $l_3$  – длины прямых участков;  $l_2$  – длина гнутой части отвода,  $y$  – положение волокна относительно нейтральной линиигиба;  $y_T$  – граница текучести

Рисунок 1 – Геометрические параметры ОХГ

Для поперечного сечения гнутой части ОХГ характерны четыре точки: верхняя и нижняя образующие, где максимальными (по абсолютной величине) будут продольные деформации и точки на границе текучести (принимаемые на равном расстоянии от нейтральной линии), где максимальными (по абсолютной величине) будут продольные остаточные напряжения.

В соответствии с теоремой о разгрузке А.А. Ильюшина, нами получены теоретические формулы для определения остаточных напряжений  $\sigma_{ост}$  в четырех характерных точках поперечного сечения гнутой части отвода:

1) верхняя образующая (внутренняя сторона ОХГ) на высоте  $y = D_n/2$ :

$$\sigma_{ост} = -\sigma_T \cdot (1 - 0,35m) + E \cdot y \cdot \left( \frac{1 - 0,35 \cdot m}{\rho_{мин}} - \frac{1}{\rho_{ост}} \right), \quad (1)$$

2) нижняя образующая (внешняя сторона ОХГ) на высоте  $y = -D_n/2$ :

$$\sigma_{ост} = \sigma_T \cdot (1 - 0,35m) - E \cdot y \cdot \left( \frac{1 - 0,35 \cdot m}{\rho_{мин}} - \frac{1}{\rho_{ост}} \right), \quad (2)$$

3) образующая отвода на высоте  $y = y_T$  с внутренней стороны:

$$\sigma_{ост} = -\sigma_T \cdot \frac{\rho_{мин}}{\rho_{ост}}, \quad (3)$$

4) образующая отвода на высоте  $y = -y_T$  с внешней стороны:

$$\sigma_{ост} = \sigma_T \cdot \frac{\rho_{мин}}{\rho_{ост}}, \quad (4)$$

где  $m$  – показатель степени упрочнения;

$\sigma_T$  – предел текучести трубной стали, Па;

$E$  – модуль упругости трубной стали, Па.

Параметры, необходимые для описания процесса упругопластического деформирования трубной стали принимаются в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-252-2008. Остаточное НДС ОХГ рассматривается при двух принятых вариантах деформирования стали: без упрочнения и с упрочнением, поскольку важно учитывать наличие (или отсутствие) площадки текучести на диаграмме деформирования трубной стали. Математическая модель НДС ОХГ создается на базе четырехузлового конечного элемента, при этом решаются три группы основных уравнений: 1) статические, выражающие условия равновесия элемента среды; 2) геометрические, связывающие деформации элемента тела с перемещениями его точек; 3) физические, отражающие механические свойства материала и связь между напряжениями и деформациями.

Для определения характеристик остаточного НДС ОХГ без упрочнения стали рассматривается один из отводов, используемый при сооружении газопровода диаметром 1220 мм с проектным давлением 5,4 МПа *1. ГО. 3°. 1220. 15,4 – API 5L 10th – X70. ГОСТ 24950-81* со следующими механическими свойствами стали: условный предел текучести  $\sigma_{0,2}=490$  МПа, предел прочности  $\sigma_B=588$  МПа, относительное сужение при разрыве  $\psi_f=65\%$ .

Для определения достоверности нами было проведено сравнение результатов расчета полученных по формулам (1-4) с результатами расчета по формулам ЦНИИТМАШ (Е.Н. Мошнин), подтвержденными экспериментально:

$$\sigma_{\text{ост}} = \left( 2n \frac{y}{D_H} - 1 \right) \sigma_T, \quad (5)$$

где  $n$  – относительный изгибающий момент, вычисляемый по формуле:

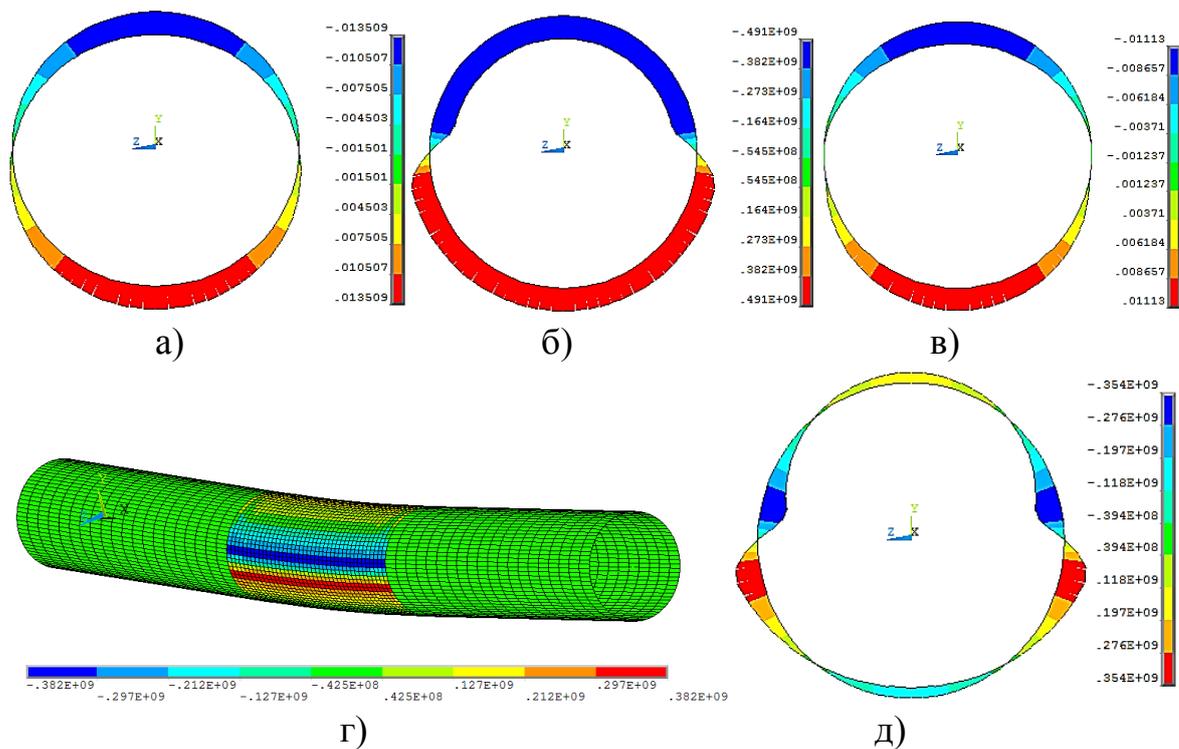
$$n = \frac{D_H E}{2\sigma_T} \cdot \left( \frac{1}{\rho_{\text{мин}}} - \frac{1}{\rho_{\text{ост}}} \right). \quad (6)$$

Результаты расчета остаточного НДС ОХГ по формулам (1-6) и на математической модели представлены на Рисунке 2 и в Таблице 1.

Отмечается высокий уровень остаточных напряжений на границе зоны текучести  $y_T$ , который достигает величины  $0,7 \cdot \sigma_T$ . В свою очередь, в крайних образующих гнutoй части отвода остаточные напряжения составляют около  $0,3 \cdot \sigma_T$ . Результаты численного расчета соответствуют исследованиям ЦНИИТМАШ (Е.Н. Мошнин).

Таблица 1 – Результаты расчета остаточного НДС ОХГ без упрочнения стали

Характеристики НДС (максимальные значения по абсолютной величине)	Расчет на КЭ- модели	Расчет по формулам	Относительная погрешность, %
Этап нагружения			
Продольные напряжения (в среднем сечении), МПа	491,0	490,0	0,2
Полные продольные деформации (в среднем сечении), %	1,3509	1,3220	2,1
Этап разгрузки			
Максимальные продольные остаточные напряжения, МПа	382,0	376,2 (по формуле 4)	1,5
		377,3 (по формуле 5)	1,2
Продольные остаточные напряжения на верхней образующей (в среднем сечении), МПа	139,0	138,9 (по формуле 1)	$\approx 0$
		137,7 (по формуле 5)	0,9
Продольные пластические деформации (в среднем сечении), %	1,113	1,085	2,5



а) полные деформации  $\varepsilon$ , б) напряжения  $\sigma$  при гнутье трубы, Па,  
 в) пластические деформации  $\varepsilon_{пл}$ , полученные при гнутье трубы; г) остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$  в ОХГ, Па,  
 д) остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$  в среднем сечении ОХГ, Па.

Рисунок 2 – Результаты численного расчета остаточного НДС ОХГ

Для определения характеристик остаточного НДС ОХГ с упрочнением материала рассматривается один из отводов, используемый при сооружении газопровода диаметром 1420 мм с проектным давлением 7,4 МПа 1. ГО. 3°.

1420. 17,5 – ТУ 14-3-662-78 – 17Г1С. ГОСТ 24950-81, со следующими механическими свойствами стали:  $\sigma_{0,2}=510$  МПа,  $\sigma_B=640$  МПа,  $\psi_f=65$  %.

Аналогично было проведено сравнение результатов расчета полученных по формулам (1-4) с результатами расчета по формулам ЦНИИТМАШ (Е.Н. Мошнин), подтвержденным экспериментально:

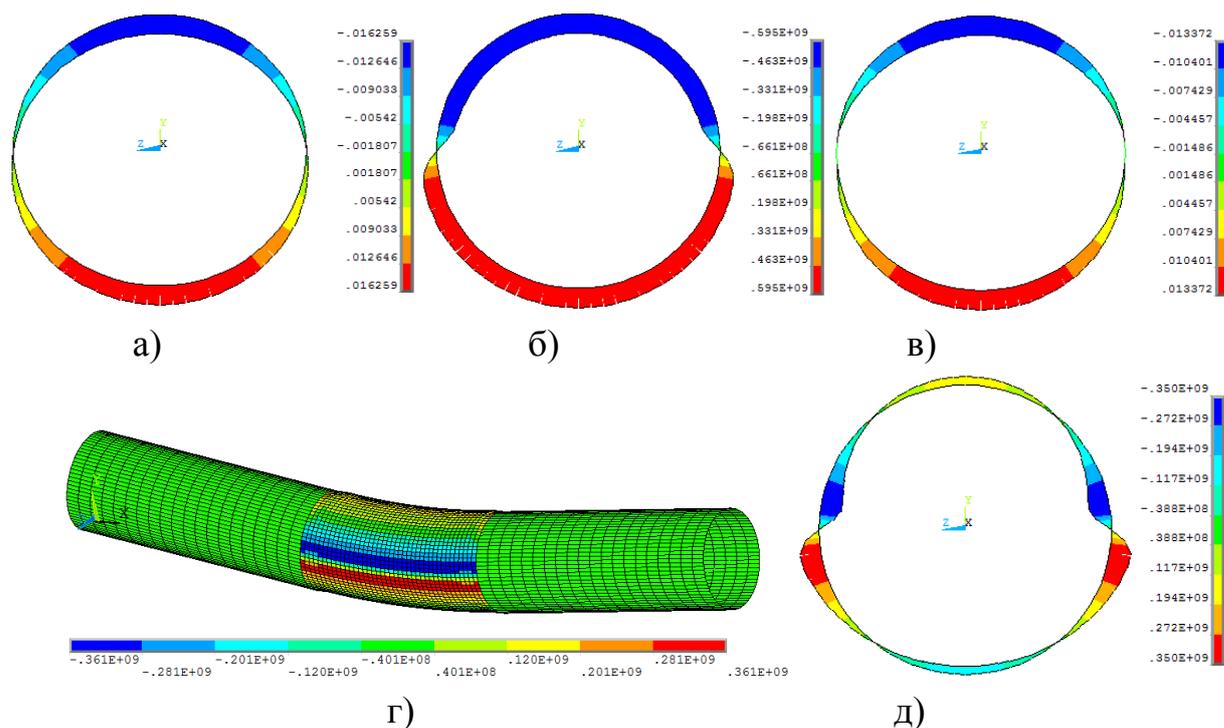
$$\sigma_{ост} = \left(2k_1 \frac{y}{D_H} - 1\right) \cdot \sigma_T, \quad (7)$$

где  $k_1$  – коэффициент профиля, определяемый по формуле:

$$k_1 = 1,7 \cdot \frac{1 - \left(\frac{D_{BH}}{D_H}\right)^3}{1 - \left(\frac{D_{BH}}{D_H}\right)^4}, \quad (8)$$

где  $D_{BH}$  – внутренний диаметр трубы.

Результаты расчета по формулам (1-4,7,8), а также на математической модели НДС ОХГ представлены на Рисунке 3 и в Таблице 2.



а) полные деформации  $\varepsilon$ , б) напряжения  $\sigma$  при гнутье трубы, Па,  
в) пластические деформации  $\varepsilon_{пл}$ , полученные при гнутье трубы; г) остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$  в ОХГ, Па,  
д) остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$  в среднем сечении ОХГ, Па.

Рисунок 3 – Результаты численного расчета остаточного НДС ОХГ

Для сопоставления результатов получаемых на математической модели НДС ОХГ с данными натурных замеров была разработана численная модель ОХГ DN 610 мм класса прочности X65 (труба HIPER). Натурные замеры были заимствованы из работы зарубежных авторов [Судзуки, Н. Применение

труб с высокой деформационной способностью при изготовлении методом холодного изгиба криволинейных отводов с большим углом/ Н. Судзуки, Т. Аракава, Т. Ямаура и др. // Газовая промышленность (спецвыпуск). 2017. №4 (762). с. 66-71]. В частности показано, что для ОХГ с остаточным углом изгиба  $1^\circ$ , результаты расчета полной продольной деформации, практически совпадают с уровнем пиковой деформации, измеренной приборным методом ( $\sim 1,5\%$ ).

Таблица 2 – Результаты расчета остаточного НДС ОХГ с упрочнением стали

Характеристики НДС (максимальные значения по абсолютной величине)	Расчет на КЭ- модели	Расчет по формулам	Относительная погрешность, %
<b>Этап нагружения</b>			
Напряжения (в среднем сечении), МПа	595,0	587,1	1,3
Полные деформации (в среднем сечении), %	1,6259	1,5777	3,0
<b>Этап разгрузки</b>			
Максимальные остаточные напряжения, МПа	361,0	361,5 (по формуле 4)	0,2
		382,3 (по формуле 7)	5,6
Остаточные напряжения на верхней образующей (в среднем сечении), МПа	141,5	148,2 (по формуле 1)	4,5
		136,7 (по формуле 7)	3,5
Пластические деформации (в среднем сечении), %	1,3372	1,3497	0,9

Представленные выше сравнительные результаты расчетов (Таблицы 1,2; Рисунки 2,3) по полученным теоретическим зависимостям (1-4), зависимостям ЦНИИТМАШ (5-8) и данным натурных замеров подтверждают достоверность результатов, получаемых на разработанной математической модели НДС ОХГ. Максимальное расхождение между результатами составляет не более 5,6 %.

**В третьей главе** рассмотрены вопросы деформации ОХГ при эксплуатационных нагрузках, показан характер деформации поворотов газопроводов, выполненных с одним, двумя и тремя ОХГ, предложены варианты расчета НДС ОХГ с учетом остаточных напряжений по данным ВТД, геодезических измерений и приборных замеров НДС в шурфах.

Для исследования НДС рассматривается математическая модель НДС ОХГ 1420x15,7 мм с углом изгиба  $4^\circ$  со следующими механическими свойствами трубной стали:  $\sigma_{0,2} = 500$  МПа,  $\sigma_B = 640$  МПа. Замечено, что на ОХГ данного типоразмера наиболее часто выявляются трещины пКРН.

На Рисунках 4-7 представлены результаты численного расчета суммарных продольных напряжений в стенке гнутой части отвода при различной величине эксплуатационных нагрузок. Увеличение нагрузки происходит пошагово, при этом:

1) на шаге № 1 – происходит процесс пластического деформирования трубной заготовки с достижением минимального радиуса гибки  $\rho_{\text{мин}}$ ;

2) на шаге № 2 – происходит снятие нагрузки с первого шага нагружения и формирование остаточного НДС;

3) на шагах № 3-32 – происходит дальнейшая деформация ОХГ за счет приложенных осевых изгибающих моментов и постоянного растягивающего продольного осевого усилия.

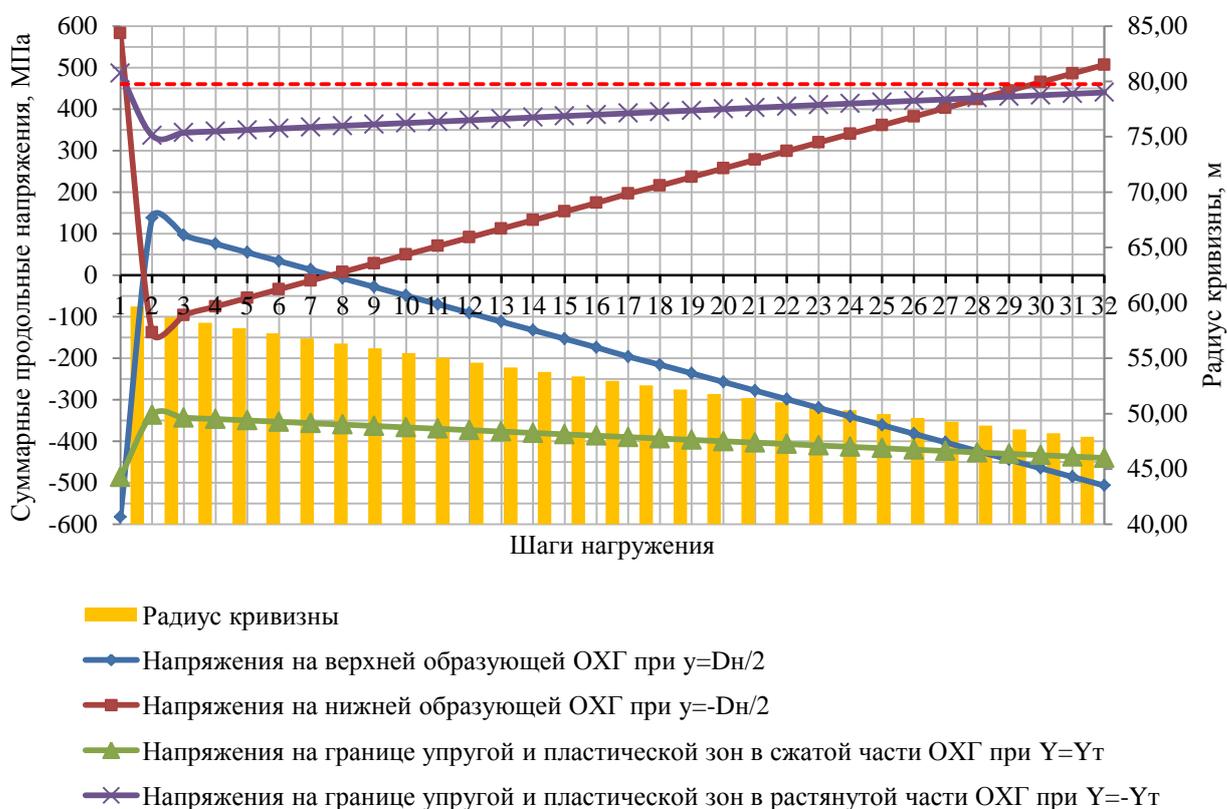


Рисунок 4 – НДС ОХГ при уменьшении радиуса кривизны (при  $N_x = 0$ )

На Рисунке 4 видно, что наиболее вероятным местом возникновения трещин пКРН является нижняя (внешняя) сторона ОХГ, которая достигает предела текучести «быстрее», чем зона близкая к нейтральной линии. На 28 шаге нагружения, имеют место равные растягивающие продольные напряжения по всему нижнему периметру отвода ( $\approx 424$  МПа). При этом значение радиуса кривизны ОХГ составляет 48 м, а угла поворота  $5^\circ$ . Далее, при увеличении нагрузки, нижняя образующая является самым нагруженным местом отвода и значения растягивающих напряжений, близких к пределу текучести трубной стали, характерны только для нижней образующей. Таким

образом, при уменьшении радиуса кривизны ОХГ создаются условия для возникновения трещин пКРН (с растянутой стороны) и гофров (со сжатой стороны).

Для определения характеристик НДС ОХГ при совместном действии осевых изгибающих моментов и растягивающей продольной осевой силы в стенке отвода, принимается максимальное возможное значение  $N_x$  при проектном значении рабочего давления. При давлении газа  $p=7,4$  МПа и температурном перепаде  $\Delta t = -5^\circ\text{C}$  величина продольного осевого усилия, действующего в стенке ОХГ диаметром 1420 мм и толщиной стенки 15,7 мм, составляет 7,0 МН. Наличие продольной осевой силы величиной 7,0 МН приводит к возникновению дополнительных продольных напряжений на каждом шаге нагружения ОХГ величиной 101,2 МПа. Результаты численного расчета суммарных продольных напряжений с учетом остаточного НДС представлены на Рисунке 5.

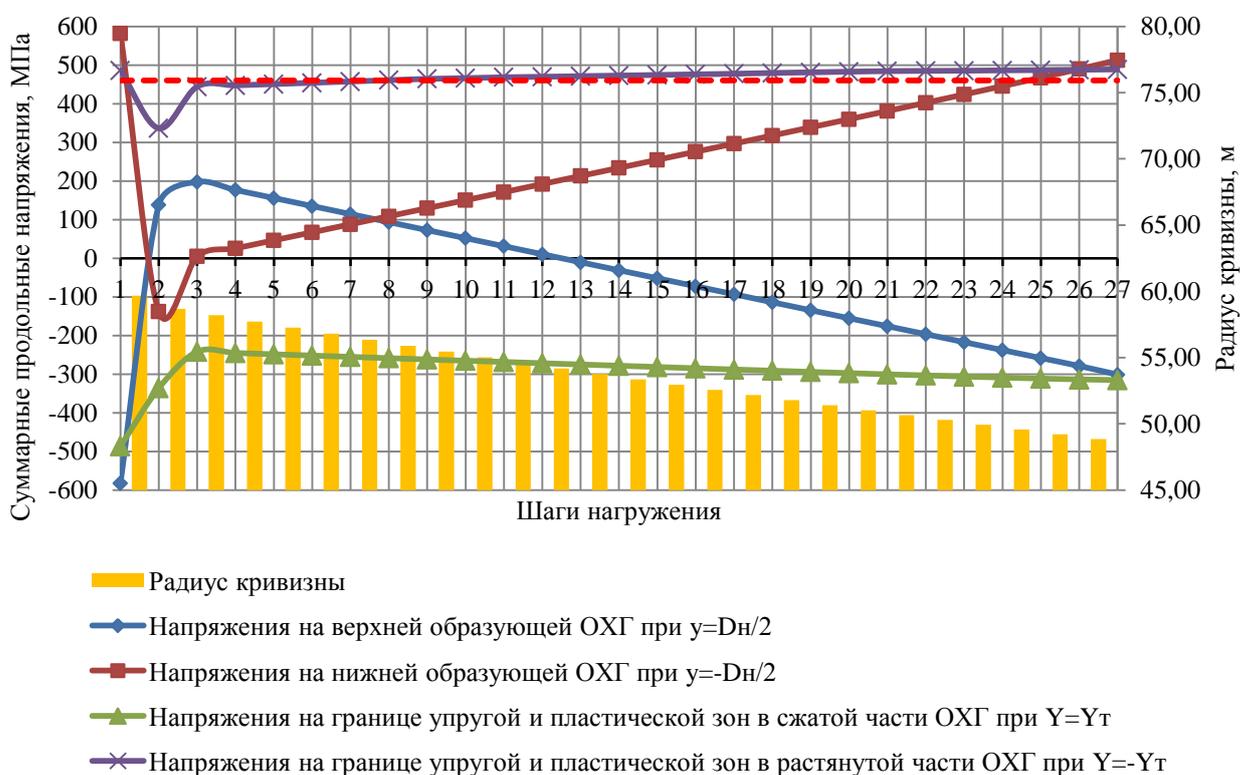


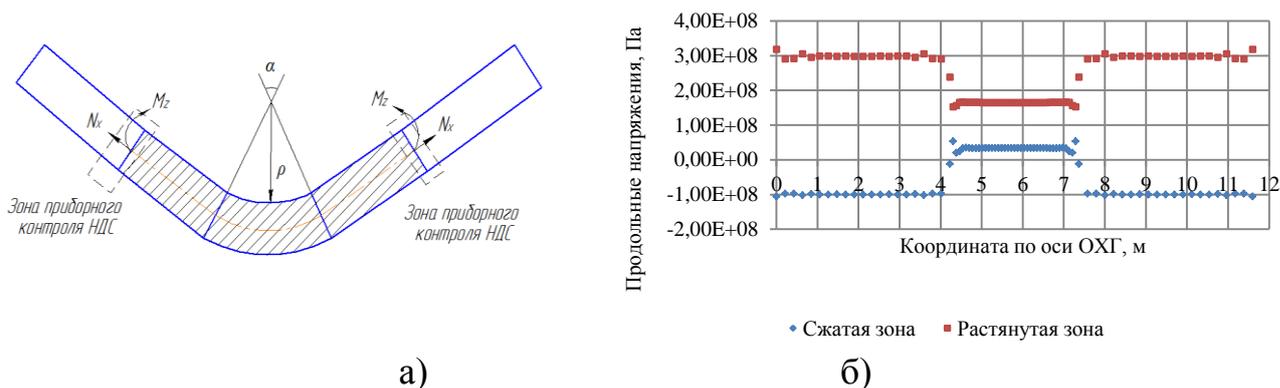
Рисунок 5 – НДС ОХГ при уменьшении радиуса кривизны ( $N_x = 7,0$  МН)

Результаты расчета показывают, что наиболее нагруженным местом на всех шагах нагружения является растянутая сторона ОХГ, близкая к нейтральной линии. Нижняя (внешняя) образующая ОХГ также находится под действием растягивающих продольных усилий и достигает предела текучести трубной стали при радиусе кривизны 49,5 м и угле поворота  $4,8^\circ$ . Поэтому потенциальной зоной образования пКРН является вся нижняя (внешняя) сторона ОХГ. Максимальные значения сжимающих продольных

напряжений составляют минус 315 МПа, а значит, не способны вызвать гофры.

При увеличении радиуса кривизны ОХГ при эксплуатации нижняя (внешняя) образующая начинает работать «на сжатие», а верхняя (внутренняя) «на растяжение». В данной постановке задачи происходит «разгибание» гнутой части отвода. На практике такой вид деформации встречается, например, при осадке участка газопровода с отводами, направленными выпуклостью вверх. Результаты численного расчета НДС ОХГ показывают, что наиболее нагруженным местом на всех шагах нагружения является вогнутая сторона отвода, напряжения в которой достигают предела текучести при радиусе кривизны 65,8 м и угле поворота  $3,6^\circ$ . Поэтому теоретически вся вогнутая сторона ОХГ также может являться потенциальной зоной образования трещин пКРН. Результаты расчета показывают, что у ОХГ с унифицированным радиусом кривизны 60 м и углом поворота  $4^\circ$  больше деформационной способности на уменьшение радиуса кривизны, чем на увеличение, а «коридор» радиусов кривизны при котором полные продольные напряжения в стенке гнутой части ОХГ не превышают предела пропорциональности трубной стали составляет от 49,5 до 65,8 м.

Предложенный в данной работе метод оценки НДС ПОУ газопроводов с ОХГ, отличающийся возможностью учета остаточных напряжений, основан на измерении продольных напряжений на прямых участках ОХГ (у сварных швов) в шурфах с последующей расчетной оценкой результирующих осевых сил. Приводится пример расчета. Согласно исполнительно-технической документации, для профилирования трассы газопровода был применен ОХГ *1. ГО. 3°. 1220. 15,4 – API 5L 10th – X70. ГОСТ 24950-81*. Зоны контроля НДС и приложенные нагрузки представлены на расчетной схеме деформации участка (Рисунок 6а). По результатам контроля уровня НДС по нижней образующей ОХГ (у сварных стыков) были определены продольные напряжения плюс 300 МПа, по верхней образующей минус 100 МПа. Различие в знаках напряжений говорит о том, что нижняя часть трубы растягивается, а верхняя сжимается. Под действием изгибающих моментов деформируется не только упруго-изогнутый участок газопровода (у сварного стыка), но и гнутая часть ОХГ. Как показывают результаты расчета, на прямых участках ОХГ продольные напряжения по верхней и нижней образующим, соответствуют значениям напряжений, измеренных в шурфах (Рисунок 6б).



$\rho, \alpha$  – текущий радиус кривизны и угол изгиба отвода

Рисунок 6 – Расчетная схема деформации участка газопровода с ОХГ и результаты расчета НДС

Это указывает на правильность расчетной схемы, а также количественного определения величин осевых продольных сил.

Верхняя и нижняя образующие на гнутой части ОХГ характеризуются продольными напряжениями величиной в 2 раза меньше, чем у сварных стыков, что говорит о запасе деформационной способности гнутой части отвода (за счет остаточных напряжений порядка  $\pm 150$  МПа). Напротив, у сварных стыков, данный запас меньше, что подтверждают также аварийные отказы по причине пКРН в сварных швах или околошовных зонах отвода.

Для определения уровня продольных напряжений в стенке гнутой части ОХГ по данным ВТД предлагается проводить расчетную оценку действующих осевых изгибающих моментов на основе измеренных радиусов упругого изгиба  $\rho_{\text{ВТД}}$  участков газопровода, смежных с ОХГ:

$$M_z = \frac{E \cdot D_n}{2\rho_{\text{ВТД}}} \cdot W. \quad (9)$$

где  $W$  – момент сопротивления поперечного сечения трубы,  $\text{м}^3$ .

На примере ПОУ газопровода (переход через водоток) рассмотрим метод определения НДС ОХГ по данным ВТД (Рисунок 7). По результатам ВТД определено, что угол ОХГ 2 составляет  $8^\circ$ , радиус кривизны 60 м, радиус упругого изгиба газопровода слева от ОХГ 2 – 577 м, справа – 724 м. Неизвестным является уровень остаточного НДС ОХГ, который зависит от геометрических параметров после изготовления. Для поиска первоначальной геометрии ОХГ 2 разрабатывается математическая модель НДС ОХГ по результатам ВТД, а также прикладываются определенные по формуле (9) изгибающие моменты к торцам отвода, причем, противоположно направленные к их фактическому действию. При этом принимается, что длина гнутой части ОХГ остается неизменной. Результатом численного

расчета определена первоначальная геометрия ОХГ: угол поворота  $7^\circ$ , радиус кривизны 66 м.

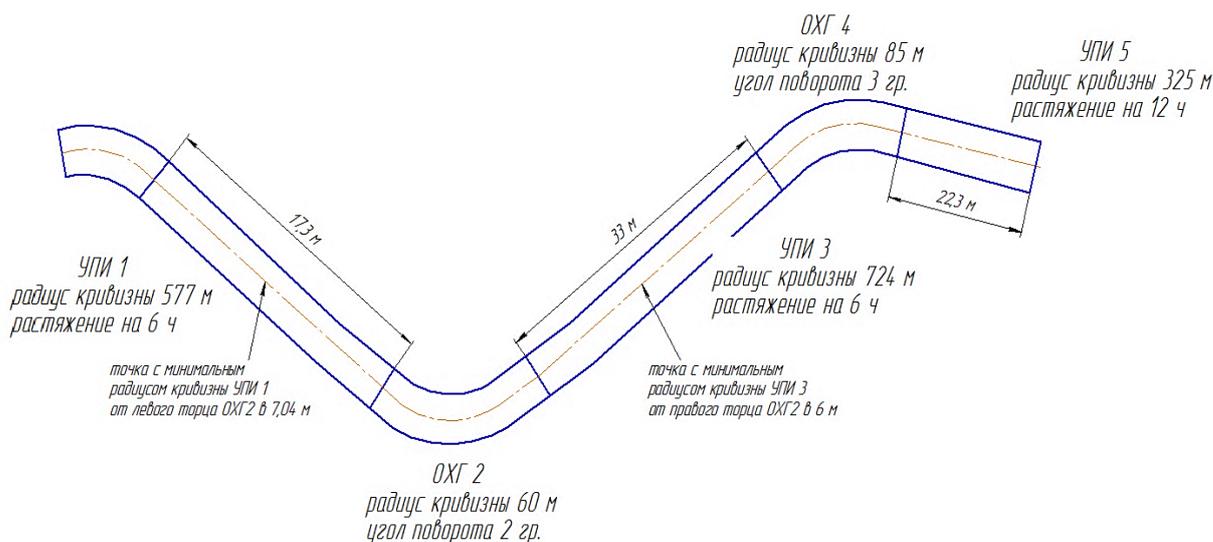


Рисунок 7 – Расчетная схема перехода газопровода через водоток

Далее разрабатывается новая математическая модель НДС ОХГ, которая соответствует первоначальным (остаточным после изготовления) геометрическим параметрам. Определение НДС ОХГ при эксплуатации производится на основе найденных значений  $M_z$  на смежных прямых участках по данным ВТД и по величине продольной осевой силы  $N_x$ .

Для определения изменения уровня изгибных напряжений на гнутой части ОХГ предлагается следующая зависимость:

$$\sigma_{\text{пр М}} = \frac{\left( \frac{1}{\rho_{\text{тек}}} - \frac{1}{\rho_{\text{пред}}} \right) \cdot (E'J_z)_{\text{ОХГ}}}{W}, \quad (10)$$

где  $(E'J_z)_{\text{ОХГ}}$  – изгибная жесткость гнутой части ОХГ, Па·м<sup>4</sup>;

$E'$  – модуль упругости гнутой части ОХГ, Па;

$\rho_{\text{тек}}$  – текущий (измеренный) радиус кривизны ОХГ, м;

$\rho_{\text{пред}}$  – предыдущий радиус кривизны ОХГ, м.

На основании данных приборного контроля продольных напряжений в стенке трубы, показано, что расчетная оценка НДС по данным ВТД, а именно по радиусам кривизны гнутой части ОХГ и исполнительно-технической документации может проводиться только приближенно. На точность определения радиусов кривизны ОХГ средствами ВТД влияют различные факторы, которые могут быть вызваны:

- точностью первичных датчиков приборов-профилемеров или ошибками при обработке их сигналов;

- скоростью снаряда-профилемера при проведении ВТД, иными несоответствие режима транспорта газа требованиям ВТД и т.д.

Точное определение изменения радиуса кривизны ОХГ в процессе эксплуатации станет ключевым фактором в технологии расчета НДС.

**В четвертой главе** разработана математическая модель трещины пКРН в стенке трубы (ОХГ) на основе бесконечной растягиваемой полосы с поперечной трещиной.

Исследования изломов разрушенных труб по причине КРН указывают в общем случае на механизм вязкохрупкого разрушения, поэтому применение подходов линейной механики разрушения для трубопроводов ограничено. Экспериментальные исследования ученых показывают, что процесс возникновения пластической деформации в вершине трещины неизбежен. Трудным вопросом является определение величины этой деформации, в зависимости от условий эксплуатации, что связано с двойственной природой металла (хрупкой и вязкой). При оценке опасности трещин, стоит придерживаться теории хрупкого разрушения, как наиболее непредсказуемого и быстрого процесса, однако такой подход может быть излишне консервативным. Поэтому для оценки степени опасности трещины пКРН предлагается использовать энергетический контурный интеграл Черепанова-Райса, который характеризует величину энергии вокруг вершины трещины.

Для определения величин  $J_I$  и  $K_I$  в упругопластической постановке, приняты следующие механические свойства стали:  $\sigma_T=520$  МПа,  $\sigma_B=640$  МПа,  $\psi_f = 56$  %. При анализе возможности хрупкого разрушения трубы 1420\*15,7 мм с поперечной трещиной были использованы три расчетных подхода:

1) на основе асимптотической зависимости:

$$K_I = \sigma \sqrt{\pi a} \cdot F_I(a), \quad (11)$$

где  $F_I(a)$  – поправочная функция;

$\sigma$  – растягивающие напряжения, МПа;

$a$  – глубина трещины, м;

$\delta$  – толщина стенки трубы, м.

2) на основе асимптотической зависимости (11) с поправкой Дж. Ирвина на зону пластической деформации;

3) на основе определения баланса энергии у вершины трещины путем определения величины  $J$  – интеграла в рамках нелинейной механики разрушения.

На Рисунке 8 представлены результаты расчета. Графики отражают величину КИН  $K_I$  в стенке трубы толщиной  $\delta=15,7$  мм с глубиной

поперечных трещин 3,14 мм и 4,71 мм. Прямыми наклонными линиями представлены значения КИН  $K_I$ , рассчитанные по зависимости (11). Значения КИН  $K_I$ , рассчитанные через  $J$  – интеграл, на графиках обозначены как « $J$  – инт». Величины КИН  $K_I$ , рассчитанные в рамках линейной механики разрушения с поправкой Ирвина, находятся между значениями КИН  $K_I$ , рассчитанными другими способами. С увеличением глубины трещины, значения КИН  $K_I$ , рассчитанные с поправкой Ирвина и через энергетический контурный интеграл, приближаются друг другу, а при глубине трещины 4,71 мм практически совпадают.

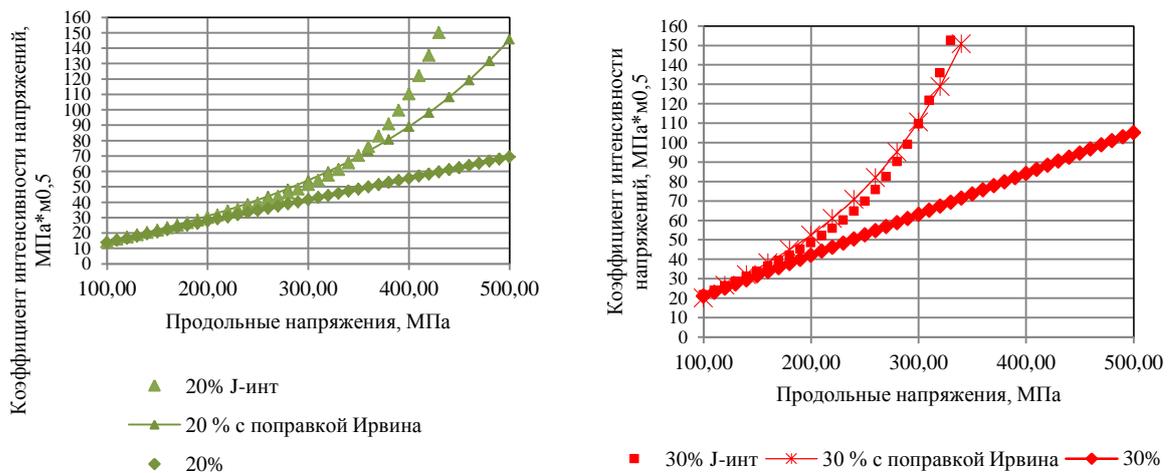


Рисунок 8 – Расчетная величина КИН  $K_I$  для поперечной трещины

При значении ударной вязкости трубной стали  $KCV = 40$  Дж/см<sup>2</sup>, внутреннем давлении газа на участке  $p=7,4$  МПа и температурном перепаде  $\Delta t = 0^\circ$  С в частном случае (при отсутствии перемещений газопровода), для трещины с глубиной 3,14 мм (глубина трещины при 20 %-ом пороге выявления трещины пКРН при ВТД) критический уровень продольных напряжений, который может привести к хрупкому разрушению, равен  $\sigma_{пр} = 390$  МПа. Осевые продольные напряжения составляют:

$$\sigma_{пр Т} = \mu \cdot \frac{p(D_n - 2\delta)}{2\delta} - \alpha E \Delta t = 0,3 \cdot \frac{7,4 \cdot 10^6 \cdot (1,420 - 2 \cdot 0,0157)}{2 \cdot 0,0157} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0 = 98,2 \text{ МПа}, \quad (12)$$

Тогда для гарантированной прочности участка, напряжения от изгибающих нагрузок должны быть не более

$$\sigma_{пр М} = \sigma_{пр} - \sigma_{пр Т} = 390 - 98,2 = 291,8 \text{ МПа}. \quad (13)$$

Соответственно радиус упругого изгиба трубопровода  $\rho_{изг}$  должен быть не менее:

$$\rho_{\text{изг}} = \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \sigma_{\text{пр}}^M} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,42}{2 \cdot 291,8 \cdot 10^6} = 501,2 \text{ м.} \quad (14)$$

Представления об усталостном износе конструкции объясняются неравномерным упругопластическим деформированием кристаллических структур металла. С данным явлением связывается изменение свойств металла в процессе эксплуатации: снижается пластичность, повышается твердость и т.д. Таким образом, гнутая часть ОХГ является более опасной зоной с точки зрения деформационного старения металла по сравнению с упруго изогнутыми трубами при прочих равных условиях эксплуатации. Поэтому для исследования опасности трещин пКРН на гнутой части ОХГ необходимо учитывать изменение механических свойств стали после предварительной пластической деформации с использованием экспериментальных данных для определения новых прочностных характеристик трубной стали в зоне растяжения ОХГ.

Согласно теории линеаризации (А.Н. Гузь), начальные напряжения не оказывают влияния на размеры пластической зоны у вершины трещины. Поэтому для расчетов НДС у вершины трещины пКРН используется разработанная выше математическая модель, но с новыми прочностными характеристиками, представленными в Таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики стали для расчетов

Параметр	Трубная сталь класса прочности К60	Трубная сталь класса прочности К60 после пластического растяжения	Изменение, %
Остаточная деформация, %	0	2	-
Условный предел текучести, МПа	520	550	+5,7
Временное сопротивление, МПа	640	660	+3
Относительное сужение $\psi_f$ , %	56	37	-34
Модуль упругости, МПа	$2,06 \cdot 10^5$	$1,957 \cdot 10^5$	-5

При соблюдении следующих условий прочность трубы (ОХГ) с трещиной пКРН обеспечивается:

$$J_I \leq J_{Ic}, \quad (15)$$

$$K_I \leq K_{Ic}, \quad (16)$$

$$\varepsilon_p \leq \varepsilon_{pc}, \quad (17)$$

где  $J_{Ic}$  – упругопластическая вязкость разрушения,  $K_{Ic}$  – вязкость разрушения,  $\varepsilon_{pc}$  – критическая пластическая деформация.

При выборе критического продольного напряжения для трещины пКРН на гнутой части ОХГ следует руководствоваться наименьшим значением, которое определяется по каждому из критериев (15-17).

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1 Проведен анализ работ, затрагивающих тему диссертации. В частности, показано, что изготовление ОХГ методом холодной гибки приводит к сложной картине остаточного НДС, а действующие нормативные документы и расчетные методики не позволяют определять НДС ОХГ при эксплуатации с учетом остаточных напряжений.

2 Разработана и верифицирована «обобщенная» математическая модель НДС ОХГ, которая позволяет определять остаточное НДС после изготовления в зависимости от механических свойств трубной стали и параметров изготовления. Предложены аналитические зависимости для определения остаточного НДС ОХГ в соответствии с теоремой о разгрузке А.А. Ильюшина и проведены численные и аналитические расчеты остаточного НДС ОХГ с углами поворота 3-6° и унифицированным радиусом кривизны 60 м.

3 Разработан метод определения суммарных продольных напряжений, действующих в стенке ОХГ по данным приборного замера НДС в шурфах, отличающийся возможностью учета остаточных напряжений и деформаций после изготовления отвода. Установлены аналитические зависимости для определения суммарных продольных напряжений в ОХГ. Проведены расчеты суммарных продольных напряжений в стенке ОХГ при эксплуатации, которые показывают, что при уменьшении радиуса кривизны отвода, нижняя (растянутая) сторона ОХГ с максимальными сжимающими остаточными напряжениями, достигает предела текучести трубной стали «быстрее», чем зона близкая к нейтральной линиигиба с максимальными растягивающими остаточными напряжениями. Таким образом, научно обосновано образование трещин пКРН в ОХГ с учетом остаточного НДС именно с его растянутой стороны.

4 Разработана и верифицирована математическая модель трещины пКРН в стенке трубы (ОХГ) на основе бесконечной растягиваемой полосы с поперечной трещиной, позволяющая определять баланс энергии в вершине трещины на основе  $J$ -интеграла. Показано, что для газопроводов большого диаметра из труб класса прочности К60 при ударной вязкости стали  $KCV=40$  Дж/см<sup>2</sup> и толщинами стенок 15,7-16,5 мм, опасность хрупкого разрушения при наличии трещины глубиной 20 % от толщины стенки трубы (порог достоверного выявления поперечных трещин средствами ВТД) наступает при уровне продольных напряжений от 390 МПа.

**Основные положения диссертационной работы отражены в следующих работах:****В ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, цитируемых в международной реферативной базе Web of Science**

1 Коробков, Г.Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния участка газопровода с отводами холодного гнущья по данным внутритрубной диагностики / Г.Е. Коробков, А.П. Янчушка, М.В. Закирьянов // Записки Горного института. – Т. 234. – 2018. – С. 643 – 646.

**В ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК Минобразования и науки РФ**

2 Закирьянов, М.В. Влияние размыва подводной части на напряженно-деформированное состояние (НДС) перехода газопровода через водотоки /М.В. Закирьянов, Г.Е. Коробков// Вестник Башкирского университета. – Т. 6 (№ 3). – 2015. – С. 836 – 840.

3 Закирьянов, М.В. Коррозионные дефекты газопроводов: моделирование и оценка опасности/ М.В. Закирьянов, Г.Е. Коробков// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – № 4. – 2016. – С. 33 – 38.

4 Закирьянов, М.В. Гарантированная прочность трубы с трещинами поперечного растрескивания под напряжением/ М.В. Закирьянов, Б.С. Файзуллин, Г.Е. Коробков, М.В. Чучкалов// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – № 1 (117). – 2019. – С. 73 – 81.

5 Закирьянов, М.В. Разработка и верификация численной модели отвода холодного гнущья/ М.В. Закирьянов, Б.С. Файзуллин, Г.Е. Коробков, А.П. Янчушка//Нефтегазовое дело. – Т. 17 (№ 1). – 2019. – С. 65 – 71.

**В других изданиях**

6 Закирьянов, М.В. Методика оценки предельного внутреннего давления на участке газопровода с коррозионным дефектом/М.В. Закирьянов// Трубопроводный транспорт – 2013: Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. – Уфа, 2013. – С. 62 – 64.

7 Фатхиева, Г.И. О математическом и физическом моделировании напряженно-деформированного состояния криволинейных участков трубопроводов/ Г.И. Фатхиева, М.В. Закирьянов, А.П. Янчушка // Материалы 66-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа, 2015. – С. 319 – 320.

8 Закирьянов, М.В. Аварийность магистральных газопроводов (МГ) в Российской Федерации (РФ), США и Европейском союзе (ЕС)/М.В. Закирьянов// Материалы Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса». – Уфа, 2016. – С. 93 – 97.

9 Закирьянов, М.В. К вопросу определения продольных напряжений в зонах коррозионных дефектов/ М.В. Закирьянов, Г.Е. Коробков // Материалы XII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2017». – Уфа, 2017. – С. 89 – 91.

10 Закирьянов, М.В. Анализ дефектов подводных переходов действующих газопроводов/ М.В. Закирьянов, Г.Е. Коробков// Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2015». – Уфа, 2015. – С. 90 – 93.

11 Муллағалиева, Р.Р. Расчет на прочность труб имеющих дефекты/ Р.Р. Муллағалиева, М.В. Закирьянов, Г.Е. Коробков// Материалы 67-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа, 2016. – С. 458 – 459.

12 Закирьянов, М.В. Методика определения напряженно-деформированного состояния (НДС) в упругопластической зоне отвода холодного гнущего / М.В. Закирьянов, Г.Е. Коробков// Материалы XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018». – Уфа, 2018. – С. 56 – 58.

13 Закирьянов, М.В. Прочность трубы с коррозионными дефектами сложной формы/М.В. Закирьянов// Материалы Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса». – Уфа, 2018. – С. 131 – 132.

14 Закирьянов, М.В. Определение и контроль минимального и максимального допустимого радиуса кривизны отвода холодного гнущего/М.В. Закирьянов// Материалы 69-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. – Уфа, 2018. – С. 599 – 600.

15 Закирьянов, М.В. Определение НДС криволинейных участков газопроводов с отводами холодного гнущего/М.В. Закирьянов// Материалы Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ПАО «Газпром» «Актуальные направления развития газовой отрасли России». – Волгоград, 2018. – С. 43 – 44.

16 Файзуллин, Б.С. Совершенствование нормативной базы и разработка способов отбраковки и ремонта стальных газопроводов, технологических трубопроводов компрессорных станций, газопроводов подземных хранилищ газа с дефектами геометрии шва и тела трубы с целью безопасной эксплуатации объектов газотранспортной системы с вышеупомянутыми дефектами/ Б.С. Файзуллин, М.В. Закирьянов, И.С. Смаков// Материалы 73-ей международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019». – Москва, 2019. – С. 486-487.