

На правах рукописи



Маянц Юрий Анатольевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ИСПЫТАНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ
В СЕВЕРНЫХ УСЛОВИЯХ**

Специальность: 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Москва 2015

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ».

Научный руководитель: кандидат технических наук,
КАРПОВ Сергей Всеволодович

Официальные оппоненты: **КОЛОТИЛОВ Юрий Васильевич**
доктор технических наук, профессор,
Заместитель директора
ООО «Промышленно-коммерческая фирма
"Вертикаль"»

ДУБИНСКИЙ Виктор Григорьевич
кандидат технических наук,
Заместитель главного инженера
Инженерно-технического центра
ОАО «Оргэнергогаз»

Ведущая организация: **Закрытое акционерное общество
«Научно-технический центр исследований проблем
промышленной безопасности» (ЗАО НТЦ ПБ)**

Защита диссертации состоится 11 февраля 2015 г. в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д.511.001.02, созданного базе Общества с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ» по адресу: 142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на сайте: [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru)

Автореферат разослан декабря 2014 года.

Учёный секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



И.Н. Курганова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Основная часть осваиваемых углеводородных ресурсов России находится в северной климатической зоне, поэтому большинство магистральных трубопроводов России сооружаются в суровых климатических условиях. За последние годы введены в эксплуатацию крупные объекты магистрального транспорта газа и нефти: система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта, газотранспортная система (ГТС) Сахалин – Хабаровск – Владивосток, Северо-Европейский газопровод (СЕГ), система нефтепроводов Восточная Сибирь – Тихий океан, магистральный нефтепровод Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Строится магистральный нефтепровод Заполярье – Пурпе – Саяны, планируется сооружение магистральных газопроводов «Алтай», «Сила Сибири».

В современном трубопроводном строительстве особую значимость приобрели вопросы обеспечения своевременного ввода в эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта и снижения затрат при обеспечении требуемого качества. В свою очередь испытания являются заключительным этапом строительства, определяющим сроки его завершения и подтверждающим надежность трубопровода. Поэтому актуальным является поиск методов и технических решений, позволяющих добиться сокращения времени их проведения, уменьшения рисков разрывов трубопровода при испытаниях на прочность, повышения эффективности поиска утечек из сквозных дефектов.

Разрыв трубопровода во время испытаний способен привести к срыву плановых сроков его ввода в эксплуатацию. На этот риск большое влияние оказывает величина давления испытания на прочность. Поэтому в сложных условиях строительства давление испытаний на прочность должно назначаться минимальным, но достаточным для обеспечения эксплуатационной надежности трубопровода. Внедрение пневматического способа испытаний вместо гидравлического для современных трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды в северных условиях, поставило вопрос о возможности применения для них параметров, назначаемых при испытаниях газопроводов. Поэтому актуальным становится научное обоснование оптимальных параметров испытаний трубопроводов, в том числе, учитывающих значительно различающиеся температурные условия испытаний и эксплуатации.

Строительство газопроводов нового поколения с рабочим давлением свыше 10 МПа и широкое распространение пневматических испытаний обострили существовавшую проблему обеспечения безопасности при проведении испытаний магистральных трубопроводов. В соответствии с действующими требованиями необходима приостановка трафика по пересекаемым испытываемым трубопроводом автомобильным и железным дорогам и прекращение хозяйственной деятельности вблизи него на весь период подъема давления свыше 2 МПа, выдержки под давлением испытаний на прочность и снижения величины давления до рабочего. В связи с этим актуальными являются методы и технические решения, позволяющие обеспечить непрерывный трафик по пересекаемым испытываемым

трубопроводом дорогам и безопасностью на расположенных вблизи него хозяйственных объектах.

Поэтому совершенствование методов испытаний магистральных нефтегазопроводов в северных условиях является актуальным как с научной, так и с практической точек зрения.

Цель работы.

Совершенствование методов испытаний на прочность магистральных нефтегазопроводов в северных условиях для их своевременного ввода в эксплуатацию, снижения затрат при обеспечении требуемого качества и безопасности при проведении испытаний.

Основные задачи исследования.

Провести анализ современных подходов и нормативных требований к проведению испытаний трубопроводов на прочность и обеспечению безопасности при их проведении.

Исследовать влияние величины испытательного давления на прочность на эксплуатационную надежность трубопровода с учетом физических свойств материалов труб, а также условий проведения испытаний и эксплуатации. Разработать метод определения минимального давления испытаний, обеспечивающего эксплуатационную надежность магистрального трубопровода.

Разработать метод испытаний магистральных нефтегазопроводов, позволяющий обеспечить возможность безостановочного трафика по железным и автомобильным дорогам в местах пересечений с испытываемыми трубопроводами, а также безопасность на объектах, расположенных вблизи трубопроводов, в период проведения их испытаний.

Разработать методы и технические решения для испытаний магистральных нефтегазопроводов пневматическим способом в северных условиях, позволяющие снизить затраты на их проведение и обеспечить своевременный ввод трубопроводов в эксплуатацию.

Научная новизна:

Обоснованы параметры испытаний на прочность магистральных трубопроводов, учитывающие физические свойства материала труб, соотношение температуры проведения испытаний и температуры эксплуатации. Разработанный метод назначения параметров испытаний позволил определить необходимость проведения заключительного этапа испытаний на прочность магистральных нефтегазопроводов пневматическим способом при отрицательных температурах грунта засыпки давлением не ниже 1,25 от рабочего.

Разработан метод проведения испытаний трубопроводов на прочность, позволяющий обеспечить возможность безостановочного трафика по автомобильным и железным дорогам в местах пересечения с испытываемыми трубопроводами, обеспечить безопасность пересекаемых коммуникаций и не останавливать хозяйственную деятельность на промышленных объектах, расположенных вблизи трубопроводов, в период проведения их испытаний. Метод основан на принципе обеспечения локальной безопасности вблизи трубопровода на завершающем этапе испытаний за счет назначения

протяженности участков предварительных гидравлических испытаний, параметров и порядка их выполнения.

Решена задача распространения одоранта из утечки, что позволило предложить метод поиска месторасположения сквозного дефекта в трубопроводе по запаху в условиях наличия ветра.

Основные защищаемые положения:

1. Метод назначения минимального давления испытаний на прочность магистральных трубопроводов, учитывающий физические свойства материала труб и соотношение температуры проведения испытаний и температуры эксплуатации.

2. Метод испытаний трубопроводов, обеспечивающий возможность непрерывного трафика по железным и автомобильным дорогам в местах пересечения с испытываемыми трубопроводами, а также безопасность непрерывного функционирования объектов, располагающихся вблизи испытываемых магистральных трубопроводов.

3. Метод определения местоположения сквозных дефектов в процессе проверки на герметичность пневматически испытываемых трубопроводов по запаху одоранта в условиях наличия ветра.

Практическая значимость.

Значимость диссертационного исследования заключается в разработке методов, методик расчетов, организационно-технологических решений для проведения испытаний трубопроводов в северных условиях. Полученные результаты позволяют обеспечить сокращение времени проведения испытаний, своевременность ввода трубопроводов в эксплуатацию, обеспечить безопасность объектов, расположенных вблизи испытываемого трубопровода и возможность непрерывного движения по пересекаемым испытываемым трубопроводом дорогам.

С применением результатов исследований были разработаны специальные технические условия и Инструкция на пневмоиспытания подземной части магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение — НПС «Пурпе». Внедрение результатов исследований позволило обеспечить эксплуатационную надежность нефтепровода и условия безопасности при проведении испытаний.

Апробация работы.

Материалы исследований по теме диссертационной работы докладывались и обсуждались на Проблемном научно-техническом совете Российского союза нефтегазостроителей (РОССНГС) «Подготовка и проведение испытаний магистральных трубопроводов перед сдачей в эксплуатацию» (Москва, 2009 г.), на V Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (Москва, 2013 г.), на совещании «Технические решения, диагностика и ремонт пересечений газопроводов, сближений газопроводов с другими промышленными и гражданскими объектами» в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (Санкт-Петербург, 2013 г.).

Публикации.

По материалам диссертации опубликовано 9 работ, в том числе три – в журналах, включенных в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации.

Объем и структура диссертации.

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, выводов и списка литературы, изложенных на 142 страницах машинописного текста, содержит 38 рисунков, 19 таблиц. Список литературы включает 130 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

Во введении обоснована актуальность исследуемой в диссертации проблемы, сформулирована цель исследования, приведены методы исследований, показана научная новизна и практическая значимость работы, сформулированы основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе выполнен обзор современного состояния в области испытаний магистральных трубопроводов, проанализированы особенности испытаний на прочность нефтегазопроводов в условиях Крайнего Севера, выполнена сравнительная оценка затрат на проведение испытаний на прочность гидравлическим и пневматическим способами, проанализированы отечественные и зарубежные стандарты в области испытаний, исследованы причины различий требований нормативных документов, в том числе требований к безопасности при проведении испытаний трубопроводов на прочность.

Вопросами испытаний магистральных трубопроводов занимались такие отечественные ученые и специалисты, как П.К. Ширин, Е.М. Климовский, Ю.В. Колотилов, В.Г. Селиверстов, В.И. Хоменко, И.Д. Красулин, А.И. Тоут, С.В. Карпов, М.Ю. Митрохин, В.Г. Дубинский, Ф.М. Мустафин, О.М. Иванцов и др. Благодаря их работам в отечественную практику трубопроводного строительства внедрялись и внедряются современные методы испытаний магистральных трубопроводов.

При планировании работ необходимо учитывать, что выявляемые при подъеме давления и испытании на прочность дефекты могут потребовать проведения повторных испытаний. В этом случае потери времени и ресурсов при их проведении могут стать критическими и привести к срыву сроков ввода трубопровода в эксплуатацию, а также недопустимому росту затрат на строительство. Поэтому для испытаний особо значимыми факторами являются: тщательный подход к их подготовке и проведению, принятие мер по заблаговременному выявлению опасных дефектов, оптимизация требований к назначению испытательного давления.

За последние десятилетия появилось много дополнительных методов выявления дефектов, которые отличаются высокой эффективностью. Среди этих методов основное место занимают приборный контроль качества строительства трубопроводов и внутритрубная диагностика. Так, компании ОАО АК «Транснефть» и ОАО «Газпром» в своих нормативных документах требуют обязательного проведения внутритрубной дефектоскопии на этапе

выполнения работ по испытаниям.

Для магистральных трубопроводов, сооружаемых в условиях Крайнего Севера, характерно применение пневматического способа испытаний. Пневматические испытания - вынужденная мера, в том числе и потому, что затраты на их проведение значительно выше, чем на гидравлические испытания. Автором выполнена оценка соотношений этих затрат. При анализе затрат учитывалось, что основным этапом, определяющим сметную стоимость испытаний, из-за его большой продолжительности и оснащенности ресурсами, является подъем давления до испытательного. Сравнительные данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Соотношение приведенных затрат на проведение испытания трубопровода пневматическим и гидравлическим способами (по данным ГЭСН 81-02-25-2001).

Диапазон диаметров трубопровода	до Ду 100 мм	Ду 150 мм	Ду 200 мм	Ду 300 мм	Ду 350 мм	Ду 400 мм	Ду 500 мм	Ду 700 мм	Ду 800 мм	Ду 1000 мм	Ду 1200 мм	Ду 1400 мм
Отношение затрат на пневматические испытания к затратам на гидравлические испытания	16,4	22,8	21,2	19,4	25,7	18,9	7,8	9,3	9,7	9,2	10,0	10,5

Анализ требований в области назначения параметров, организации и технологии проведения испытаний, а также обеспечения безопасности показал, что зарубежные требования существенно отличаются от отечественных (табл.2). Приведенные в таблице 2 требования показывают особенности подхода к назначению давления испытаний трубопроводов на прочность и времени выдержки под давлением, отражающие технологические, инженерно-геологические и природно-климатические условия регионов строительства в разных странах.

Для российских нормативных документов характерно увеличение времени выдержки при испытаниях на прочность на рубеже 1970х-1980-х годов после начала активного освоения месторождений Западной Сибири, где трубопроводы прокладывались в слабонесущих грунтах, что требует большего времени для стабилизации трубопровода под испытательным давлением.

Таблица 2 — Требования к параметрам завершающих испытаний на прочность магистральных трубопроводов, устанавливаемые российскими и зарубежными нормативными документами

	СНиП III-42-80* СТО Газпром 2-3.5-354-2009	ASME B 31.4 гидроисп.	ASME B 31.8 гидроисп.	ASME B 31.8 пневмоисп.	ISO 13623
Минимальное давление испытаний на прочность	1,1 P _{раб}	1,25 P _{раб}	1,25 P _{раб}	1,1 P _{раб}	1,25 P _{раб}
Продолжительность, час	24/12*	4	2	2	1
Давление проверки на герметичность	P _{раб}	1,1 P _{раб} .	до 0,2σ _T (воздух)	до 0,2σ _T	1,1 P _{раб}
Продолжительность, час	12	4		-	8

* для пневматических испытаний газопроводов

Источником особой опасности при испытаниях магистральных трубопроводов на прочность является большая концентрация потенциальной энергии в полости трубопровода при испытаниях. При этом нельзя исключать разрыв трубопровода. В настоящее время нормативным способом обеспечения безопасности при проведении испытаний магистральных трубопроводов

является назначение охранных зон.

Размеры этих зон, назначаемые в соответствии с отечественной нормативной документацией, приводят к необходимости временного отчуждения значительных территорий, что обусловлено требованием отсутствия людей в опасных зонах. И это создает большие проблемы. Например, при выполнении этих требований необходимо на весь период подъема давления, выдержки его при испытании на прочность и снижения давления до рабочего, прекратить движение по пересекаемой автомобильной или железной дороге. Приходится сталкиваться с ситуациями, когда соблюдение охранных зон на период подъема давления и выдержки при испытаниях на прочность требует остановки работ на расположенном вблизи трубопровода объекте.

На основе проведенного в первой главе анализа сформулированы цели и задачи исследования.

Во второй главе на основании анализа критерия прочности С.Н. Журкова и критерия линейного суммирования повреждений Бэйли предложен метод определения давления испытаний на прочность магистральных трубопроводов. Исследовано влияние свойств материалов труб, температурных условий эксплуатации и испытаний трубопроводов на величину давления испытаний на прочность. Показано, что давление испытаний на прочность МГ при заключительных испытаниях пневматическим способом, исходя из среднегодовой температуры эксплуатации, должно составлять не менее $1,1 p_{\text{раб}}$, что согласуется с принятыми требованиями нормативных документов. В то же время пневматические испытания МН, предназначенных для транспортировки теплой нефти, проводимые в зимних условиях, должны выполняться при давлении не ниже $1,25 p_{\text{раб}}$. Исследованы факторы, ограничивающие давление пневматических испытаний трубопроводов. Выполнен анализ результатов испытаний труб с дефектами А. Даффи, Р. Эйбера и У. Макси, результатов нагружений давлением трубопроводов с дефектами на участках Краснотурьинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Изначально поставленные вопросы корректности назначаемых параметров испытаний трубопроводов и обеспечения безопасности при их проведении привели автора к изучению вопросов двукратного статического нагружения стальных образцов и труб. Анализ результатов проведенных различными учеными экспериментов показал, что ни в одном из имеющихся случаев двукратного нагружения стальных образцов не было зафиксировано, чтобы разрушение образца при втором нагружении произошло при напряжении меньше 94% от напряжения первого нагружения. Автором была предпринята попытка теоретического исследования этого явления.

С этой целью были рассмотрены существующие концепции и теории статической прочности материалов: Френкеля-Эйринга, С.Н. Журкова, Хоффа, Л.М. Качанова, С.Б. Ратнера и др. В качестве базовой была принята теория прочности С.Н. Журкова.

В теории прочности С.Н. Журкова принимается, что разрушение твердых тел происходит по причине термически активируемой пластической деформации

микроучастков нагруженного материала. С.Н. Журковым предложена формула для расчета долговечности материалов, c , (критерий прочности С.Н. Журкова):

$$\tau = \tau_0 \cdot \exp\left(\frac{U_0 - \gamma \cdot \sigma}{R \cdot T}\right) \quad (1)$$

где τ_0 – предэкспоненциальный множитель, c ($\tau_0=10^{-12}c \div 10^{-13}c$, что соответствует периоду собственных колебаний атомов, обычно для металлов принимают $\tau_0=10^{-13}c$); U_0 – начальная энергия активации, Дж/моль; $R=8,31$ Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная; T – температура, К; σ – механическое напряжение, Па; γ – структурно-чувствительная константа материала, Дж/(моль·Па):

$$\gamma = U_0 / \sigma_0 \quad (2)$$

где σ_0 – напряжение, Па, при котором происходит разрушение за время τ_0 .

Тогда формулу С.Н. Журкова (1) можно представить в виде:

$$\tau(\sigma) = \tau_0 \cdot \exp\left(\frac{U_0}{R \cdot T} \cdot \frac{\sigma_0 - \sigma}{\sigma_0}\right) \quad (3)$$

Начальная энергия активации U_0 представляет собой некоторую среднестатистическую энергию, которой должны обладать атомы (молекулы, кристаллы, структурные сегменты), чтобы преодолеть потенциальный барьер, разделяющий исходное (целое) и конечное (разрушенное) состояние. По данным В.С. Ивановой для сталей $U_0=335 \div 400$ кДж/моль.

На основании анализа экспериментальных данных С.Н. Журковым предложена универсальная формула для определения начальной энергии активации, Дж/моль:

$$U_0 = 0,2 \cdot C / \alpha \quad (4)$$

где C – молярная теплоемкость материала, Дж/(моль·град); α – коэффициент линейного расширения материала, град⁻¹.

На основании критерия Бэйли показано, что после n циклов нагружения материала будет верна формула:

$$\ln\left(\frac{\tau_k(\sigma)}{\tau_0}\right) - \ln\left(\frac{\tau_n(\sigma)}{\tau_0}\right) = \ln\left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{\tau_i}{\tau_n(\sigma_i)}\right) \quad (5)$$

где $\tau_n(\sigma)$ – долговечность материала перед нагружениями (начальная долговечность), c ; $\tau_k(\sigma)$ – долговечность материала после n циклов нагружений (остаточная долговечность), c ; τ_i – время нагружения напряжением σ_i [Па] при i -ом цикле, c .

По формуле (5) положение графика функции $\tau_k(\sigma)/\tau_0$ в полулогарифмической системе координат характеризуется историей нагружения материала. Он будет представляться линией, параллельной графику функции $\tau_n(\sigma)/\tau_0$ (рис.1) и смещенной вниз на величину:

$$\Delta = \ln\left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{\tau_i}{\tau_n(\sigma_i)}\right) \quad (6)$$

Назовем функцию $\pi(\sigma)/\tau_0$ относительной долговечностью материала.

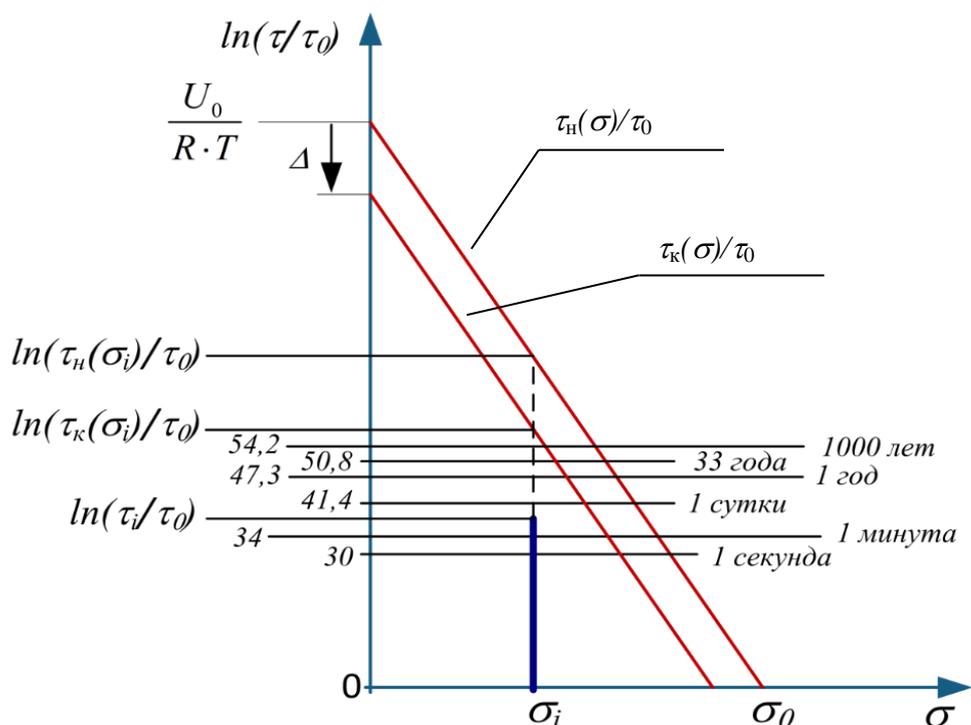


Рисунок 1 — Диаграммы относительной долговечности материала до и после нагружений.

Анализ результатов исследований долговечности нагруженных трубных образцов с дефектами, выполненных А. Даффи, Р. Эйбером и У. Макси, показал, что наличие дефектов создает такой же эффект по снижению долговечности, как и его предварительное нагружение.

На основании формулы С.Н. Журкова получено уравнение, устанавливающее зависимость между долговечностью трубопровода до разрушения $\tau(p)$, c , и давлением в нем:

$$\tau(p) = \tau_{кр} \cdot \exp\left(A(T) \cdot \left(1 - \frac{p}{p_k}\right)\right), \quad (7)$$

где p – давление в трубопроводе, при котором происходит разрушение, МПа; p_k – давление в трубопроводе, при котором происходит его кратковременное разрушение за время $\tau_{кр}[c]$, МПа;

$$A(T) = \frac{U_0}{R \cdot T} - \ln\left(\frac{\tau_{кр}}{\tau_0}\right) \quad (8)$$

По данным С.Н. Журкова, В.С. Ивановой и др. можно оценить диапазон значений параметра $A(T)$ для трубных сталей. Например, для температуры 0°C $A(273\text{K})=110 \div 150$.

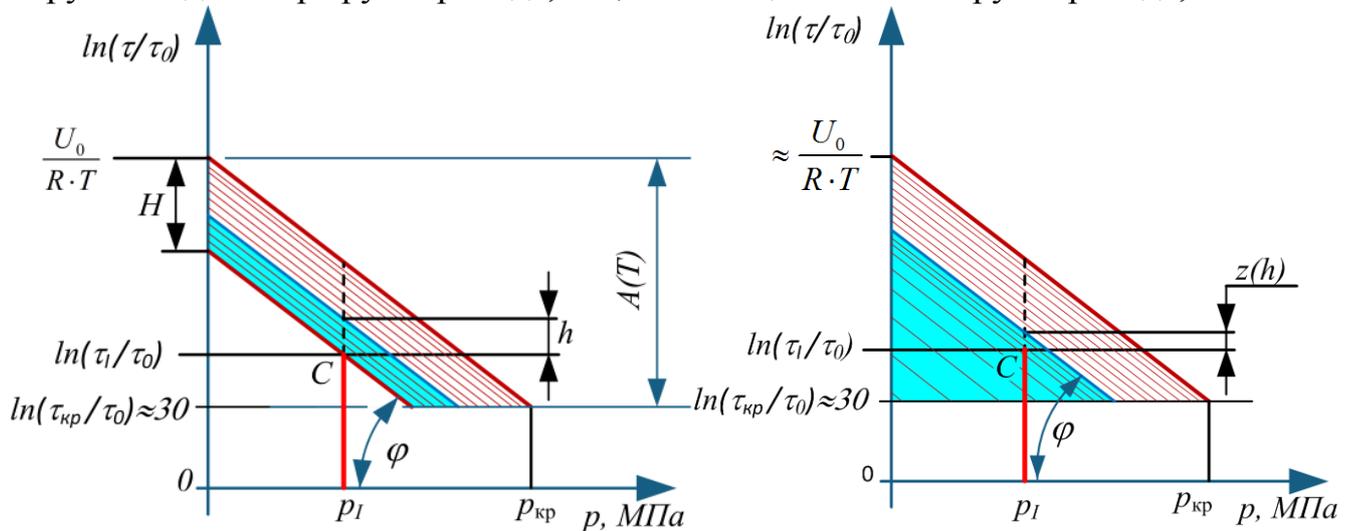
Автором было рассмотрено поведение трубопровода при двукратном нагружении. В основу анализа было положено то, что возможные графики относительной долговечности трубопровода перед первым нагружением характеризуются множеством параллельных линий на диаграмме долговечности, расположенных внутри полосы, имеющей высоту H , ограниченной сверху графиком относительной долговечности бездефектного трубопровода, а снизу – графиком относительной долговечности, при котором не произошло разрушение во время первого нагружения (рис. 2, а)). При этом:

$$H = A(T) \cdot \left(1 - \frac{p_I}{p_{кр}}\right) - \ln\left(\frac{\tau_I}{\tau_{кр}}\right), \quad (9)$$

где p_I – давление первого нагружения, МПа; τ_I – время первого нагружения, с; $p_{кр}$ – давление, при котором происходит кратковременное разрушение бездефектного трубопровода, МПа:

$$p_{кр} = \frac{2 \cdot R_1^H \cdot \delta}{(D_H - 2 \cdot \delta)}, \quad (10)$$

где R_1^H – значение временного сопротивления трубной стали, МПа; D_H – наружный диаметр трубопровода, мм; δ – толщина стенки трубопровода, мм.



а) перед первым нагружением

б) после первого нагружения

Рисунок 2 — Расчетная схема изменения диаграммы состояния трубопровода после однократного нагружения.

Угол наклона графиков:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{A(T)}{p_{кр}} \cdot 1 \text{ МПа}\right) \quad (11)$$

Для графика долговечности, проходящего на высоте h над точкой C , на основании критерия Бэйли получена величина $z(h)$, определяющая высоту графика долговечности над точкой C после нагружения:

$$z(h) = \ln(e^h - 1) \quad (12)$$

Оператор, определяемый формулой (12), отображает графики долговечности до нагружения в графики долговечности после него, смещая их вниз. Рассмотрим трансформацию нижней части полосы высотой h , в которой находятся графики относительной долговечности, соответствующие наиболее дефектным состояниям трубопровода (рис.2 а)) под воздействием однократного нагружения. После нагружения эта часть полосы преобразуется в треугольник, гипотенуза которого будет расположена на высоте $z(h)$ над точкой C , определяемой временем и величиной давления первого нагружения (рис.2 б)).

Если принять, что возможные состояния дефектности трубопровода распределены равномерно по величине давления кратковременного разрушения внутри этой полосы, то можно считать, что вероятность W расположения графика реального состояния трубопровода в полосе высотой h , соответствующей минимально возможной долговечности:

$$W = h/H \tag{13}$$

Тогда:

$$z(W) = \ln \left(\exp \left(\left(A(T) \cdot \left(1 - \frac{p_I}{p_{кр}} \right) - \ln \left(\frac{\tau_I}{\tau_{кр}} \right) \right) \cdot W \right) - 1 \right) \tag{14}$$

На рисунке 3 приведена зависимость функции $z(W)$ от вероятности W после 24-часового нагружения при $A(T)=146$ и отношениях давления нагружения к давлению кратковременного разрушения 0,53; 0,66 и 0,8.

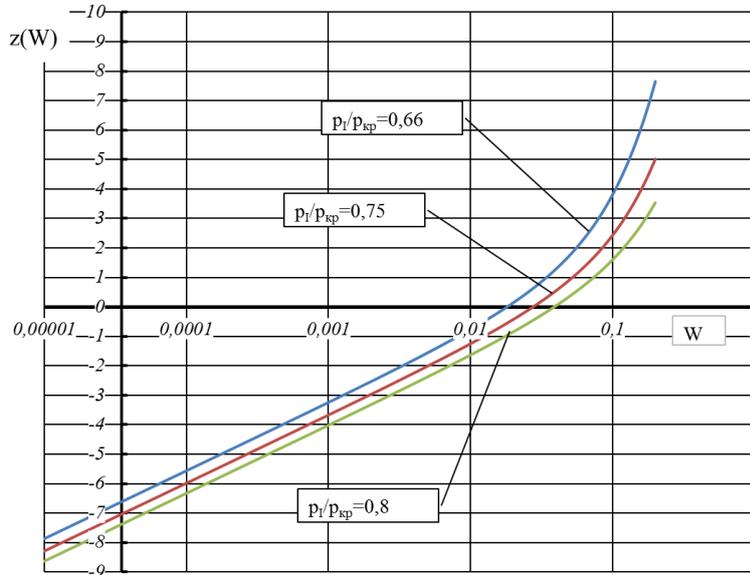


Рисунок 3 — Зависимость функции $z(W)$ от вероятности W .

На основании расчетной схемы, приведенной на рисунке 4, получим, что величина разрушающего давления второго нагружения при выдержке его в течение такого же времени, как и время первого нагружения давлением p_I с вероятностью W будет меньше определяемого уравнением:

$$p_{II} = p_I + \frac{z(W)}{tg \varphi} \cdot 1 \text{ МПа} = p_I + \frac{z(W) \cdot p_{кр}}{A(T)} \tag{15}$$

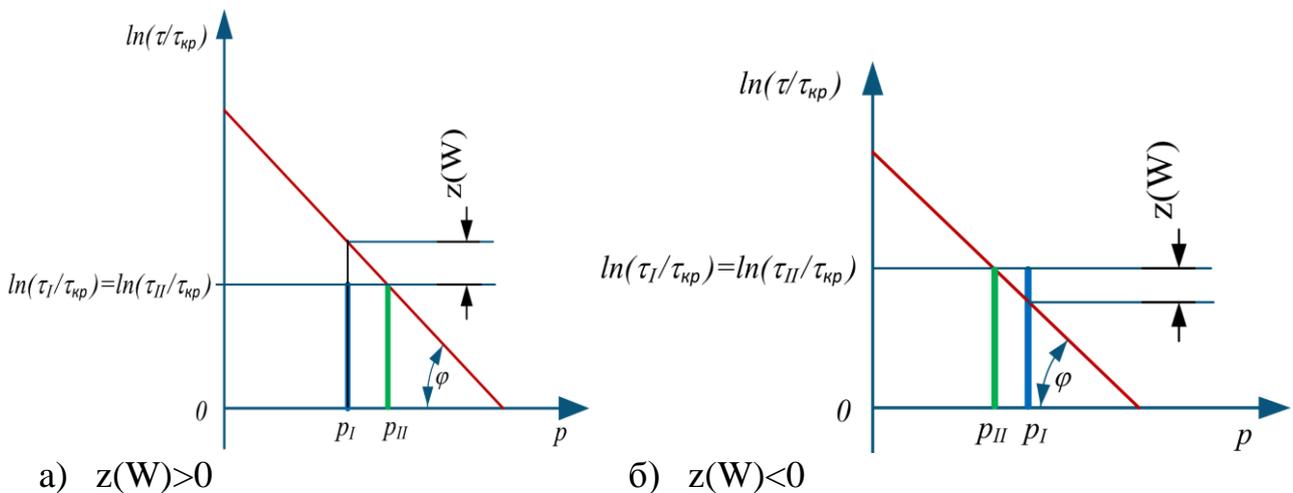


Рисунок 4 — Расчетная схема двукратного нагружения трубопровода при одинаковом времени нагружения.

Автором были проанализированы результаты гидравлических переиспытаний и комплексного обследования действующей системы

магистральных трубопроводов в ООО «Газпром трансгаз Югорск» на участках со стресс-коррозионными дефектами, проводившихся в 1993-1995гг. В процессе переиспытаний участка газопровода при подъеме давления наблюдалось разрушение трубы с дефектом, после чего давление полностью сбрасывалось, дефект устранялся, далее аналогичные циклы повторялись до разрушения очередного дефекта или до достижения давления испытания.

Такой порядок переиспытаний позволил исследовать поведение труб с дефектами, подвергшихся многократным нагружениям. Из 28 разрушившихся труб с дефектами, которые подверглись воздействию нескольких циклов нагружения (2 и более), наибольший интерес вызывают те случаи, когда величины давлений на отдельных циклах, не приведших к разрушению, оказались выше давления последнего, разрушающего цикла. Таких дефектов насчитывалось 7 (табл. 3).

Таблица 3 — Циклы нагружений трубопроводов с дефектами до их разрушения на системе магистральных газопроводов Краснотурьинского ЛПУМГ

Номер дефекта	Номера циклов нагружения трубопроводов с дефектами								I	II
	1	2	3	4	5	6	7	8		
Ямбург-Елец I (1420×15,7) (рисунок 5)										
1.1	8,11	9.01	8.91						1,11	1,11
1.2	8,55	9,45	9,35	9,7	9.94	9.9			0,4	0,4
1.3	8,15	9,05	8,95	9,3	9.54	9,5	9.51		0,31	-0,11
1.4	8,76	9,66	9,56	9,91	10.15	10,11	10,12	9.86	2,86	2,57
Уренгой-Центр I (1420×15,7)										
2.1	7,5	8,1	8,6	8,7	8.8	8.4			4,55	4,55
2.2	7,5	8,1	8,6	8,7	8.8	8,4	8.3		5,68	1,19
Уренгой-Петровск (1420×16,5)										
3.1	7,7	9,1	9,7	9.89	9.4				4,95	4,95

Примечания: I – снижение давления при разрыве относительно максимального давления нагружения дефекта (%); II – снижение давления при разрыве относительно предпоследнего цикла нагружения дефекта(%)

Жирным черным шрифтом выделены давления циклов максимального нагружения дефектов, не приведших к разрушению. Жирным серым шрифтом выделены давления разрушения дефектов на последнем цикле нагружения.

Полученные давления пересчитаны с учетом высотных отметок, что позволило получить диаграммы нагружения конкретных дефектов. Пример диаграммы приведен на рисунке 5.

Оценочный расчет двукратного нагружения для этого трубопровода по предложенному методу показал, что примерно в 20% случаев разрушение произойдет при давлении меньшем, чем давление предыдущего нагружения. При этом с вероятностью 99,9% величина снижения разрушающего давления второго нагружения не будет ниже величины первого нагружения более чем на 4%.

На основании проведенных автором исследований получено уравнение, позволяющее назначать минимальные параметры испытаний трубопровода:

$$\frac{p_{\text{исп}}}{p_{\text{раб}}} = 1 + \left(\ln \left(\frac{\tau_{\text{эксп}}}{\tau_{\text{исп}}} \right) - z(W) \right) \cdot \frac{p_{\text{кр}}}{p_{\text{раб}}} \cdot \frac{1}{A(T)}, \quad (16)$$

где $p_{\text{раб}}$ – рабочее давление в трубопроводе, МПа; $p_{\text{исп}}$ – давление испытания на прочность, МПа; $\tau_{\text{эксп}}$ – время эксплуатации трубопровода под рабочим давлением, час; $\tau_{\text{исп}}$ – время выдержки под испытательным давлением на прочность, час.

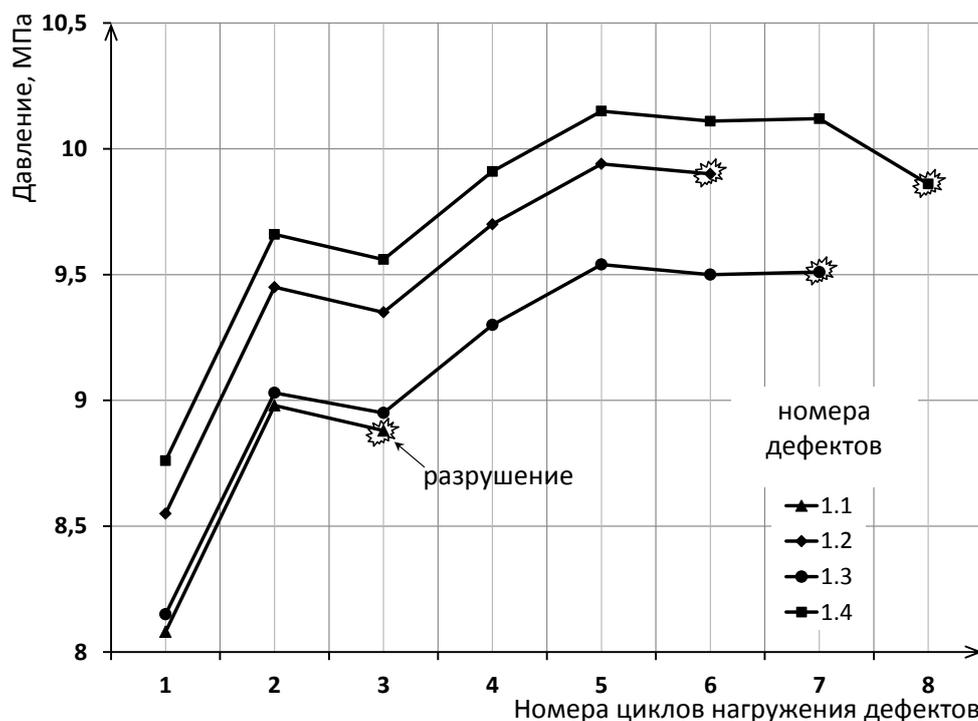


Рисунок 5 — Диаграммы многократного нагружения дефектов 1.1÷1.4 до разрушения на газопроводе Ямбург-Елец I.

Предлагаемый подход к определению испытательного давления на прочность учитывает возможную дефектность трубопровода после строительства и позволяет за счет назначения параметров испытаний обеспечить требуемую долговечность с заданной вероятностью безотказной работы.

Анализ уравнения (16) показал, что принимаемое в настоящее время отношение испытательного на прочность к рабочему давлению удовлетворяет требования эксплуатационной надежности стальных трубопроводов.

Выполнена оценка влияния температурных условий испытаний и эксплуатации на надежность трубопровода. Увеличение отношения испытательного давления к рабочему в зависимости от температуры проведения испытаний (отрицательные значения функции обозначают уменьшение отношения) определяется уравнением:

$$\Omega(T_{\text{исп}}, T_{\text{эксп}}) = \left(1 - \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{эксп}}}\right) \cdot \left(\frac{p_{\text{кр}}}{p_{\text{раб}}} \cdot \frac{U_0}{U_0 - \ln\left(\frac{\tau_{\text{кр}}}{\tau_0}\right) \cdot R \cdot T_{\text{эксп}}} - \frac{p_{\text{исп}}(T_{\text{эксп}})}{p_{\text{раб}}}\right), \quad (17)$$

где $T_{\text{исп}}$ — абсолютная температура, при которой проводятся испытания на прочность, K ; $T_{\text{эксп}}$ — средняя абсолютная температура эксплуатации, K .

Результаты расчета по уравнению (17) представлены на графиках рис.6. Исходные данные для расчета: $U_0=400$ кДж/моль; $\tau_{\text{кр}}=1$ с; $p_{\text{раб}}=0,53 \cdot p_{\text{кр}}$; $p_{\text{исп}}(T_{\text{эксп}})=1,1 \cdot p_{\text{раб}}$. Отсюда следует, что если испытания проводятся при температуре около 0°C , а средняя температура в период эксплуатации 40°C , давление испытаний на прочность должно быть увеличено примерно на $0,15 p_{\text{раб}}$.

Таким образом, для нефтепроводов, транспортирующих нефть при температуре $40-50^\circ\text{C}$, пневмоиспытания которых проводятся примерно при 0°C , давление испытаний на прочность должно быть примерно в 1,25 раза выше рабочего давления.

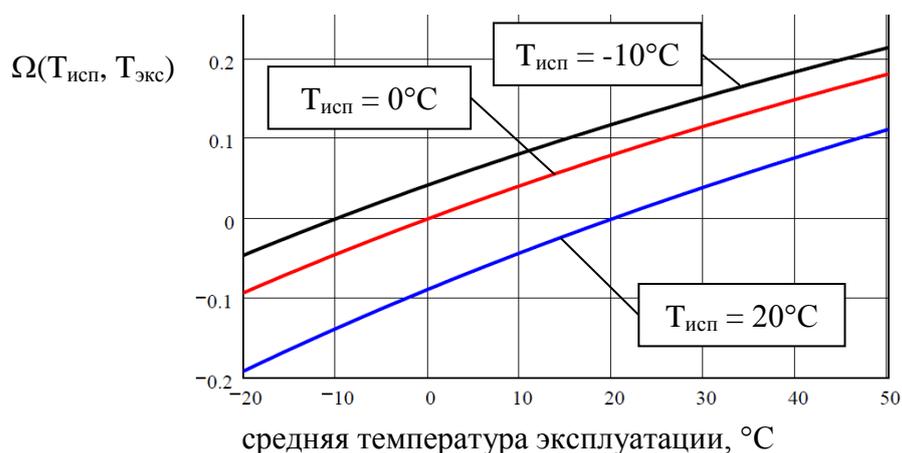


Рисунок 6 — Увеличение отношения испытательного давления к рабочему в зависимости от температуры эксплуатации трубопровода при температурах проведения испытаний минус 10°C , 0°C , 20°C .

Рассмотрена зависимость величины максимального давления пневматических испытаний на прочность от величины ударной вязкости трубной стали во избежание лавинного разрушения. На основе исследования балансов энергии предложена формула для оценки минимально необходимой ударной вязкости трубной стали, $\text{Дж}/\text{м}^2$, позволяющей не допустить лавинное разрушение:

$$KCV = \frac{\pi \cdot \sigma_k^2 \cdot D_n}{2 \cdot E}, \quad (18)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м ; σ_k – кольцевое напряжение, МПа ; E – модуль Юнга для стали, МПа .

Сравнение результатов расчета минимально допустимой величины ударной вязкости по предлагаемой формуле и формулам из стандартов ISO 13623 и ASME B31.8, показало хорошую сходимость результатов для магистральных трубопроводов из высокопрочных сталей.

На основании предложенного подхода автором проанализирована вероятность разрушения трубопровода при повторном нагружении давлением на 10% более низким, чем давление первого нагружения. Вероятность разрушения трубопровода при втором нагружении составила около 10^{-5} . Поэтому принятое в нормативных документах отношение давлений испытаний по этапам: 1,5 – 1,25 – 1,1 в полной мере гарантирует безопасность предварительно испытанного участка на следующем этапе испытаний.

Третья глава посвящена вопросам обеспечения безопасности при проведении испытаний магистральных трубопроводов. Разработаны методы определения размеров опасных зон при испытаниях. Разработаны методические подходы к проведению испытаний трубопроводов на прочность, позволяющие обеспечить безостановочное движение по пересекаемым трубопроводом автомобильным и железным дорогам, обеспечить безопасность коммуникаций и не останавливать хозяйственную деятельность на промышленных объектах, расположенных вблизи трубопровода.

В соответствии с нормативными требованиями основным принципом обеспечения безопасности при проведении испытаний трубопровода является

установление опасных зон возможного поражения. В опасных зонах запрещено пребывание людей, поэтому их границы должны охраняться в течение всего периода проведения испытания на прочность, начиная от подъема давления свыше 2 МПа. Опасные зоны называют охранными. Охрана границ этих зон зачастую затруднительна даже с применением современных средств контроля и сигнализации, особенно в районах пересечений с дорогами и коммуникациями, нуждающимися в постоянном и периодическом контроле и обслуживании.

Приводимые в правилах безопасности размеры охранных зон разделены на два диапазона давлений: до 8,1 МПа и более. Проведение пневматических испытаний трубопроводов с рабочим давлением более 10 МПа этими нормами не предусматриваются. В СТО Газпром 2-3.5-354-2009 установлены увеличенные размеры охранных зон для газопроводов с повышенным рабочим давлением, зависящие от величины испытательного давления, что учтено при сооружении магистрального газопровода Бованенково-Ухта с рабочим давлением 11,8 МПа.

Основными видами опасных воздействий при проведении испытаний можно считать разлет грунта и фрагментов трубопровода. На сегодняшний день строгое теоретическое обоснование разлета фрагментов при разрыве трубопровода отсутствует. Однако в области взрывных работ накоплен значительный статистический материал, который позволил разработать эмпирические расчетные формулы и методики.

На основании методов расчета разлета осколков при взрывах ВВ (химических взрывчатых веществ) автором получено уравнение максимального радиуса разлета осколков при разрыве пневматически испытываемого трубопровода, m :

$$R = b \cdot \sqrt[4]{\frac{q}{K}}, \quad (19)$$

где K - коэффициент сопротивляемости среды действию взрыва, $кг/м^3$; $b=170 м^{1/2}$ - коэффициент; q - тротильный эквивалент метра длины трубопровода, $кг/м$.

Тротильный эквивалент трубопровода со сжатым газом, $кг/м$:

$$q_a(p) = \frac{p \cdot \pi \cdot D^2}{4 \cdot (k-1) \cdot Q_{тр}} \cdot \left[1 - \left(\frac{p_{атм}}{p} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right], \quad (20)$$

где $Q_{тр}=4,24$ МДж/кг - энергия взрыва тротила; D - внутренний диаметр трубопровода, $м$; k - показатель адиабаты (для воздуха $k=1,41$); p - давление в трубопроводе, $МПа$; $p_{атм}=0,1$ МПа - атмосферное давление.

Тротильный эквивалент трубопровода со сжатой жидкостью (водой), $кг/м$, автор предлагает определять следующим образом:

$$q_w(p) = p^2 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{8 \cdot Q_{тр}} \cdot \left[\mu + \frac{D}{\delta \cdot E} \right] \cdot \left(\frac{c_w}{c_a} \right), \quad (21)$$

где D - внутренний диаметр трубопровода, $м$; δ - толщина стенки трубопровода, $м$; E - модуль Юнга трубной стали ($E=2 \cdot 10^5$ МПа); p - давление в трубопроводе, $МПа$; μ - сжимаемость воды ($\mu=46 \cdot 10^{-5}$ МПа $^{-1}$); c_w - скорость звука в воде ($c_w=1497$ м/с); c_a - скорость звука в воздухе ($c_a=331$ м/с).

Учитывая неопределенность свойств грунта засыпки, следует ориентироваться на минимальное значение коэффициента сопротивляемости среды действию взрыва $K=0,37 \text{ кг/м}^3$.

На графике (рис.7) показаны максимальные радиусы разлета осколков при гидравлических и пневматических испытаниях трубопровода диаметром 820 мм в зависимости от давления испытаний.

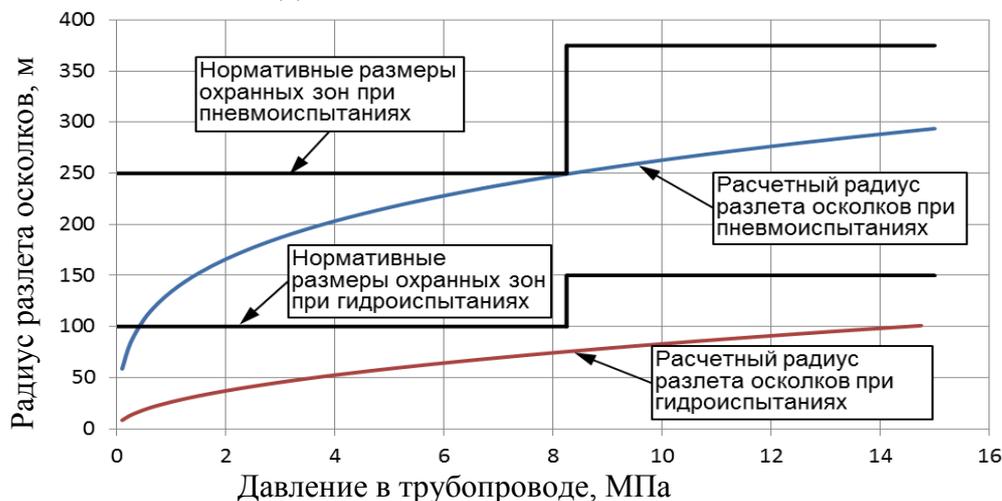


Рисунок 7 — Максимальный радиус разлета осколков при пневматических и гидравлических испытаниях трубопровода диаметром 820 мм в зависимости от давления испытаний.

В работе выполнен анализ отечественных и зарубежных данных по авариям газопроводов и показано, что фактические данные разлета осколков не превышают значений, рассчитанных по предложенной формуле.

Автором рассмотрены особенности определения опасных зон при гидравлическом испытании участков ограниченной протяженности. При гидравлических испытаниях такого участка разрыв трубопровода с выбросом фрагментов оболочки труб из траншеи не происходит из-за малой потенциальной энергии упругой деформации, накопленной в испытываемом участке. Опасность поражения людей при гидравлических предварительных испытаниях возникает от струйного воздействия жидкости, истекающей через сквозной дефект. При этом выброс жидкости из такого трубопровода происходит ярко выражено в радиальном направлении (рис. 8).



Рисунок 8 — Разрыв плети трубопровода при проведении экспериментальной опрессовки.

Показано, что участок трубопровода, который предварительно гидравлически испытан на давление, более чем в 1,1 раза превышающее давление следующего этапа испытаний, можно считать исключенным из длины взрывоопасного трубопровода. Разрушение трубопровода при заключительных испытаниях возможно только на участке трубопровода, прилегающем к предварительно испытанному. Разброс грунта и фрагментов оболочки трубы, определяющий опасную зону для людей и надземных объектов не должен достигать участка, на котором должна обеспечиваться безопасность.

К участкам, где необходимо обеспечить локальную безопасность, относятся, например: участки переходов через автомобильные и железные дороги; участки приближения к имущественным объектам хозяйствующих субъектов, в том числе – пересечения с коммуникациями; зоны обслуживания пересекаемых коммуникаций (например – линии правительственной связи, линии электропередач высокого напряжения (более 500 кВ)) и т.п. При наличии в охранной зоне испытываемого трубопровода объектов, на которых необходимо обеспечить условия локальной безопасности, при проектировании следует предусмотреть участки предварительных гидравлических испытаний таким образом, чтобы окружности радиусами, равными радиусу охранной зоны при заключительных испытаниях, с центрами в крайних точках участков предварительных испытаний, не достигали объекта, где должна быть обеспечена безопасность (рис. 9).

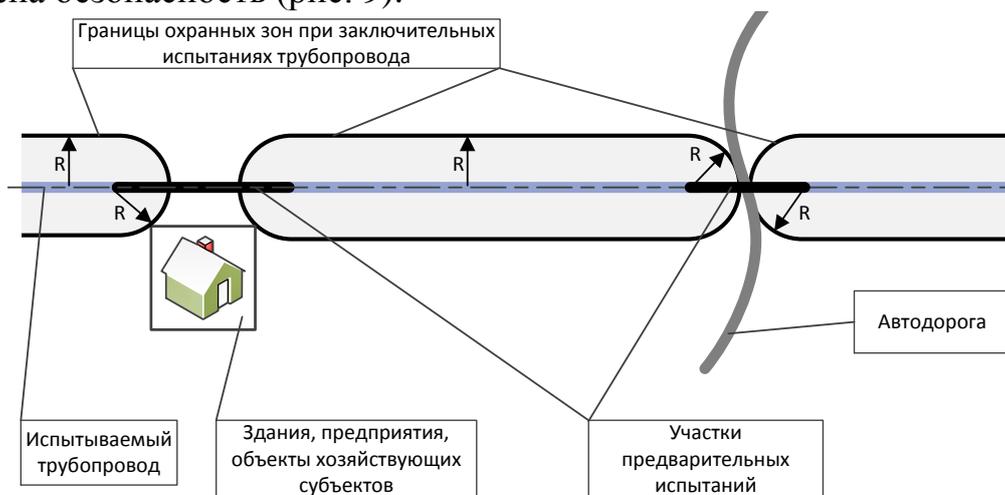


Рисунок 9 — Схема, иллюстрирующая принцип назначения участков предварительных испытаний, обеспечивающий необходимые размеры охранных зон при проведении заключительных испытаний МГ. R – радиус охранной зоны при заключительных испытаниях.

На выбранных участках предварительных испытаний должна предусматриваться повышенная категория участка трубопровода, позволяющая проводить испытания давлением на 10% и более превышающим давление следующего этапа испытания на прочность.

Для обеспечения безостановочного трафика по железным дорогам общей сети, автодорогам I и II категорий в процессе испытаний трубопроводов в местах пересечения предлагается порядок их проведения и назначения категорий и длин участков на этапе проектирования трубопроводов. На первом этапе проводится предварительное гидравлическое испытание участка категории I перехода

трубопровода, который включает участки длиной 40 метров каждый по обе стороны от дороги от осей крайних путей для железных дорог общей сети и длиной 25 метров каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или выемки земляного полотна дороги на давление $1,5 p_{раб}$ в верхней точке. После этого назначается второй участок гидравлических предварительных испытаний, от концов которого при проведении заключительных пневматических испытаний невозможен долет осколков до железнодорожных путей. Этот участок испытывается гидравлически на давление не менее $1,25 p_{раб}$. После этого этапа можно проводить заключительное испытание трубопровода на давление $1,1 p_{раб}$. На рисунке 10 показана схема назначения участков предварительных испытаний на пересечении с автодорогой I или II категории, обеспечивающее безостановочное движение транспорта.

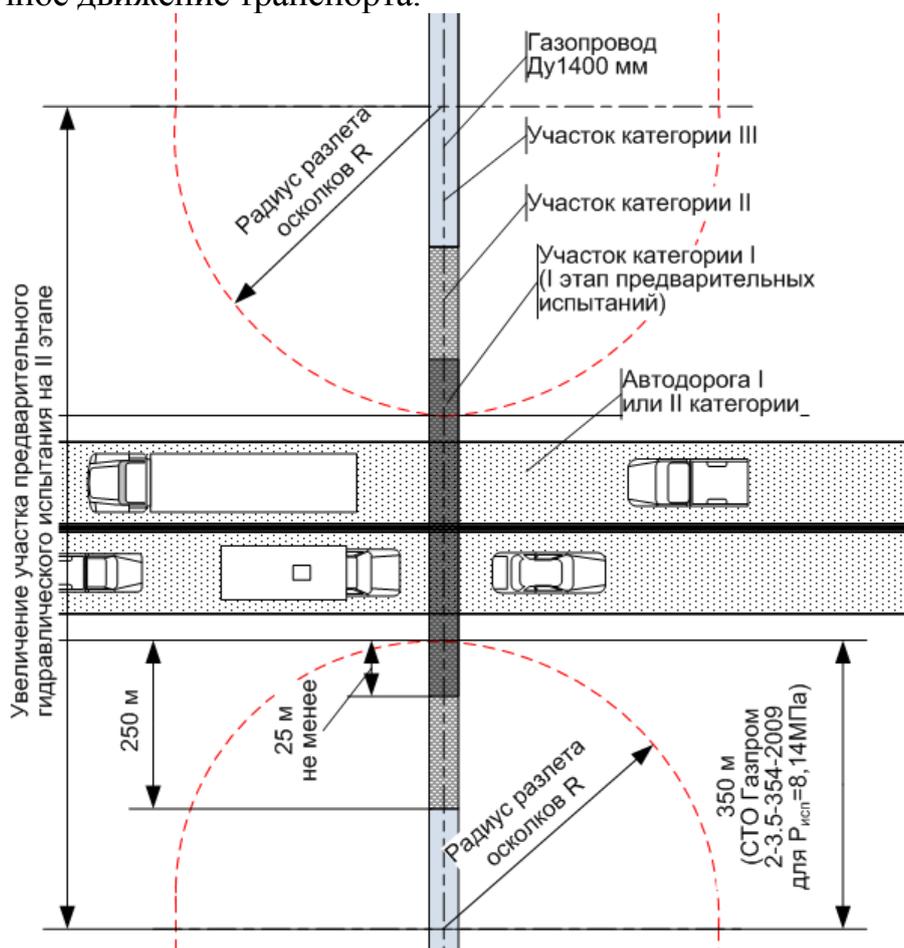


Рисунок 10 — Схема назначения участков предварительных испытаний на пересечении МГ автодороги, обеспечивающее безостановочное движение.

Для обеспечения безопасности в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-354-2009, нормативной длины участка трубопровода II категории недостаточно.

Длины участков повышенных категорий на пересечениях с автомобильными и железными дорогами должны устанавливаться в соответствии со способом заключительных испытаний трубопровода. Принятые длины участков повышенных категорий соответствуют требованиям безопасности для заключительных гидравлических испытаний, но не вполне пригодны при пневматических испытаниях.

Предварительные гидравлические испытания участков методически

выполняются подобно гидравлическим испытаниям протяженного трубопровода. При этом необходимо учитывать особенности предварительных испытаний, характеризующиеся ограниченным объемом внутренней полости. На основании выполненного анализа предложен порядок проведения предварительных гидравлических испытаний.

В четвертой главе рассмотрены технические решения, направленные на совершенствование пневматических испытаний магистральных газо- и нефтепроводов, позволяющие уменьшить время их проведения, риски переиспытаний, что сократит затраты на их проведение и обеспечит своевременный ввод трубопровода в эксплуатацию. Показана необходимость различного подхода к контролю качества построенного трубопровода перед пневматическими и гидравлическими испытаниями. Исследовано движение внутритрубного снаряда по трубопроводу под действием сжатого воздуха, получены уравнения для определения расхода воздуха и противодействия, обеспечивающих безостановочное движение внутритрубного снаряда по трубопроводу с повышенными локальными сопротивлениями перемещению. Показана необходимость применения дожимных (бустерных) компрессоров при проведении последовательных испытаний нескольких участков трубопровода. Исследовано распределение одоранта из сквозного дефекта, что позволило предложить метод поиска места утечки при наличии ветра. Рассмотрены разработки, примененные при пневматических испытаниях на прочность подземного участка МН Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе».

Технические решения, направленные на повышение эффективности испытаний, можно разделить на 2 группы:

1. Снижение риска переиспытаний трубопровода, вызванных возможными отказами при проведении испытаний, в частности: внутритрубная дефектоскопия перед подъемом давления, исключение образования ледяных пробок при пневматических испытаниях.

2. Снижение затратности (энергоемкости и времени проведения) пневматических испытаний, в частности: использование энергии сжатого воздуха из испытанных участков трубопровода, повышение эффективности выявления утечек при проведении проверки на герметичность.

Перед началом проведения испытаний трубопровода на прочность пневматическим способом необходимо выполнить значительно более тщательный контроль качества, чем перед гидравлическими испытаниями. В частности, целесообразно проведение внутритрубной дефектоскопии. Однако современные снаряды-дефектоскопы требуют обеспечения их стабильной скорости в определенном диапазоне, что затруднено при пропуске снарядов сжатым воздухом по трубопроводу с изменяемым на его протяженности сопротивлением перемещению.

Проблема пропуска внутритрубных устройств (ВТУ) под давлением воздуха на этапе проведения испытаний заключается в возможных застреваниях их в местах повышенного сопротивления перемещению. Опасность представляет резкое увеличение скорости ВТУ при страгивании его с места после застревания. Автором рассмотрен трубопровод бесконечной

протяженности. Перед подходом к участку повышенного сопротивления на ВТУ действовала сила сопротивления T , H , скорость перемещения составляла w_0 , m/c . Площадь внутреннего сечения трубопровода S . Схема перемещения ВТУ показана на рисунке 11.

На участке повышенного сопротивления на ВТУ действует сила F_c , H . Для обеспечения безостановочного движения ВТУ по трубопроводу необходимое минимальное абсолютное давление подпора, Pa , должно составлять:

$$p_0 \approx \frac{c \cdot (F_c - T)}{2 \cdot S \cdot k \cdot w_0}, \quad (22)$$

где k – показатель адиабаты воздуха, c – скорость звука в воздухе, m/c .

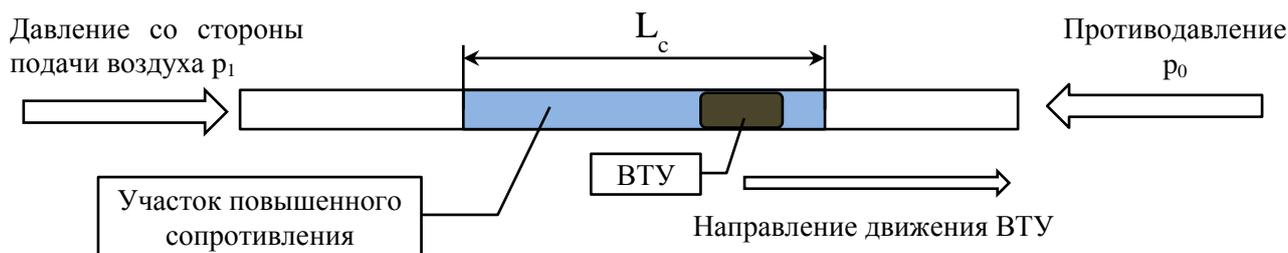


Рисунок 11 — Схема перемещения ВТУ.

Минимальный массовый расход воздуха, kg/c , для обеспечения безостановочного перемещения ВТУ:

$$Q_m = \frac{F_c - T}{2 \cdot c} + \frac{T \cdot k \cdot w_0}{c^2} \approx \frac{F_c - T}{2 \cdot c}, \quad (23)$$

Полученные уравнения позволяют на основании данных о локальных усилиях сопротивления на отдельных участках, участках подъема и т.п., вычислить минимальные величины противодавления и массового расхода газа, обеспечивающие безостановочное движение внутритрубных устройств и качественную дефектоскопию трубопровода.

Анализ полученных результатов показывает, что наиболее рационально обеспечение максимально допустимой скорости перемещения ВТУ на горизонтальном участке трубопровода. В этом случае потребуются минимальное противодавление и расход сжатого воздуха.

При завершении пневмоиспытаний в испытанном участке остается сжатый воздух, аккумулировавший энергию, затраченную на его закачку в полость трубопровода. Эта энергия частично может быть использована при испытании последующих участков. Для этого может применяться перепуск сжатого воздуха из испытанного участка в следующий.

Автором исследован сброс воздуха из испытанного участка в соседний и последующий подъем в нем давления с использованием дожимного компрессора (бустера). Производительность бустера снижается при падении давления в том участке трубопровода, из которого производится забор воздуха. Чтобы повысить эффективность его работы, на завершающем этапе закачки целесообразно подключить к входу бустера высокопроизводительный компрессор, согласованный с ним по производительности. Отношение времени работы обычного компрессора τ_k к времени работы комплекса «бустер с высокопроизводительным компрессором» τ_{bk} при равных объемах полостей

участков и одинаковой объемной производительности бустера и обычного компрессора:

$$\frac{\tau_k}{\tau_{\text{БК}}} = \left(\frac{p_{\text{исп}} - p_{\text{атм}}}{2 \cdot p_{\text{атм}}} \right) / \left(\ln \left(\frac{p_{\text{исп}} + p_{\text{атм}}}{2 \cdot p_{k1}} \right) + 1 - \frac{p_{\text{атм}}}{p_{k1}} \right), \quad (24)$$

где $p_{\text{исп}}$ – испытательное давление, МПа; p_{k1} – абсолютное давление на выходе высокопроизводительного компрессора, МПа.

На примере испытаний участков с одинаковой протяженностью показано, что применение бустера уменьшает время закачки воздуха примерно в 12 раз по сравнению с применением обычных компрессоров, а при применении комплекса «бустер с высокопроизводительным компрессором» это время уменьшается еще почти в 1,5 раза.

Поиск утечек из неразвивающегося дефекта, который не приводит к визуально обнаруживаемым эффектам, таким как, например, выброс грунта, при пневматических испытаниях затруднен. Для упрощения поиска месторасположения таких утечек в закачиваемый воздух подается одорант, что позволяет вести поиск по его запаху. Опыт поиска утечек этим методом свидетельствует о его невысокой эффективности, особенно в северных условиях и при наличии ветра. При пневмоиспытаниях в закачиваемый воздух обычно добавляется этилмеркаптан (C_2H_5SH) с концентрацией 50 г – 80 г на 1000 м³. Запах меркаптанов обнаруживается при концентрации в воздухе 2×10^{-9} мг/м³.

Автором получено решение уравнения Фоккера-Планка, с учетом постоянной скорости ветра V , м/с, при установившемся процессе диффузии (время $\tau \rightarrow \infty$). Распределение одоранта, кг/м³, в пространстве в цилиндрических координатах с главной осью X , м, совпадающей с направлением ветра, и радиусом r , м, составит:

$$\vartheta(X, r) = \frac{2 \cdot G}{(4 \cdot \pi \cdot D_B)^{3/2}} \int_{\rightarrow 0}^{\infty} \left(\exp \left(\frac{(X - V \cdot \tau)^2 + r^2}{4 \cdot D_B \cdot \tau} \right) \cdot \tau^{3/2} \right)^{-1} \cdot d\tau, \quad (25)$$

где D_B – коэффициент самодиффузии воздуха, м²/с; G – расход одоранта через утечку, кг/с.

Учитывая турбулентность в приповерхностном слое атмосферного воздуха, для оценочного расчета принят расчетный коэффициент диффузии с учетом турбулентности. Распространение одоранта происходит в пространстве, как схематично показано на рисунке 12.

Расчетный радиус для определения концентрации одоранта принимается: $r=1,5$ метра (высота расположения носа человека среднего роста).

Отмечается значительное снижение концентрации при усилении ветра. Показано, что даже при незначительном ветре (более 0,5 м/с) запах одоранта вблизи трубопровода не обнаруживается.

При понижении высоты точки контроля запаха возможность обнаружения одоранта вблизи утечки значительно увеличивается. На основании этого вывода предложен способ обнаружения запаха одоранта путем забора воздуха для контроля запаха с небольшой высоты над грунтом. Причем, при наличии ветра такой метод становится единственно пригодным.

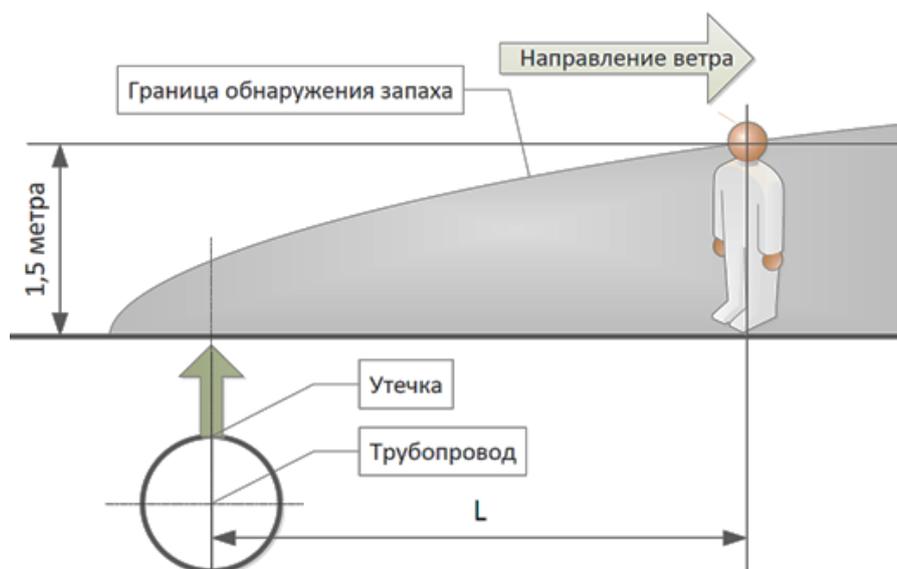


Рисунок 12 — Расчетная схема определения минимальной дальности для определения утечки по запаху.

Отдельные технические решения и результаты исследований были применены автором при разработке специальных технических условий и инструкции на пневматические испытания подземной части МН Ванкорское месторождение–НПС «Пурпе» диаметром 820 мм. Этот нефтепровод предназначен для транспорта нефти с Ванкорского месторождения в южном направлении на НПС «Пурпе» в систему магистральных нефтепроводов АК «Транснефть». Пневматические испытания проводились на подземной части МН: км 228,5 — км 556,5, имеющей протяженность 328 км.

Испытания на прочность проводились на давление 1,25 $p_{\text{раб}}$. Было принято деление трубопровода на участки испытаний, указанные в таблице 4. Одним из факторов, позволивших провести пневматические испытания, стала высокая ударная вязкость трубных сталей, примененных в этом трубопроводе.

Перед проведением собственно испытаний на прочность повышенным давлением были проведены такие комплексные процедуры контроля, как проверка методом катодной поляризации и пропуск снаряда-профилемера. Для экономии сжатого воздуха была принята схема перепуска воздуха из испытанных участков. При этом преследовались цели экономии времени и ресурсов, уменьшения количества влаги в полости трубопровода.

Таблица 4 — Фактическая последовательность испытаний и деление МН на испытательные участки

№	Последовательность испытаний	Участок	Протяженность испытываемого участка, км	Рабочее давление, МПа	Испытательное давление, МПа Рисп=1,25 $p_{\text{раб}}$
1	I	км 484,8 — км 556,5	71,7	7,2	9,0
2	II	км 394,0 — км 484,8	90,8	7,5	9,4
3	III	км 228,5 — км 327,7	99,2	7,5	9,4
4	IV	км 327,7 — км 394,0	66,3	7,5	9,4
5	V	км 327,7 — км 374,6	46,9	9,8	12,25

Магистральный нефтепровод Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» диаметром 820 мм был введен в промышленную эксплуатацию в августе 2009 г.

Успешное проведение пневматических испытаний этого магистрального нефтепровода и его дальнейшая эксплуатация подтвердили принципиальную возможность и целесообразность проведения пневматических испытаний нефтепроводов в зимний период при прохождении их по участкам многолетнемерзлых грунтов с обеспечением необходимой надежности.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. На основании анализа критерия прочности С.Н. Журкова и критерия линейного суммирования повреждений Бэйли разработан метод определения давления испытаний на прочность магистральных трубопроводов. Теоретические исследования подтверждены экспериментальными данными нагружений давлением трубных образцов с дефектами, а также трубопроводов с дефектами на участках Краснотурьинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск». Исследовано влияние свойств материалов труб, температурных условий эксплуатации и испытаний трубопроводов на величину давления испытаний на прочность. Показано, что пневматические испытания на прочность нефтепровода, предназначенного для транспортировки теплой нефти, проводимые в зимних условиях, должны выполняться при давлении не ниже 1,25 от рабочего.

2. Разработан метод испытаний трубопроводов, обеспечивающий возможность непрерывного трафика по железным и автомобильным дорогам в местах пересечения с испытываемыми трубопроводами, а также безопасность непрерывного функционирования объектов, располагающихся вблизи испытываемых магистральных трубопроводов, в период проведения испытаний, на основе назначения протяженности участков и параметров предварительных гидравлических испытаний.

3. Предложены технические решения, направленные на обеспечение пневматических испытаний магистральных газо- и нефтепроводов, позволяющие сократить время их проведения, снизить риски переиспытаний, направленные на сокращение затрат и обеспечение своевременного ввода трубопроводов в эксплуатацию:

- пропуск внутритрубного диагностического снаряда под давлением сжатого воздуха по трубопроводу,
- использование дожимных (бустерных) компрессоров совместно с высокопроизводительными компрессорными установками на базе авиационных двигателей.

4. Исследовано распределение концентрации одоранта при утечке одорированного воздуха из сквозного дефекта трубопровода при проведении проверки его на герметичность. Получена оценка минимальных расстояний от места утечки, на котором обнаруживается запах одоранта, в зависимости от скорости ветра. Предложен метод поиска места утечки при наличии ветра.

5. Проведенные в диссертационной работе исследования были применены в разработанных и согласованных Министерством регионального развития России специальных технических условиях (СТУ) «Пневматические испытания магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе»». В соответствии с требованиями СТУ была разработана Инструкция

на пневмоиспытания подземной части магистрального нефтепровода Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» (км 228,5 – км 556,5), по которой весной 2009 г. были проведены заключительные пневматические испытания на давление 1,25 рабочего. Выполненный комплекс работ по пневматическому испытанию обеспечил своевременный ввод в эксплуатацию этого нефтепровода.

Основные положения диссертации опубликованы в работах

1 В.Н. Дедешко, Ю.А. Маянц. Сушка газопроводов перед сдачей в эксплуатацию. // Потенциал. Производственно-технический журнал. Стройтрансгаз и ОАО «Газпром». - 2006. - № 5. - С. 40 – 44.

2 Г.Л. Максимов, Д.С. Волков, Ю.А. Маянц. Пневмоиспытания магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС „Пурпе”» // Нефтяное хозяйство. - 2011. – №6. - С. 62 – 65.

3 Ю.А. Маянц. Формула Барлоу. // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». - 2011. – №3. - С. 48 – 50.

4 Ю.А. Маянц. Особенности проведения пневматических испытаний газопроводов, прокладываемых в горных условиях. // Сборники трудов «Инновационная информация нефтегазового строительного комплекса и смежных с ним областей и сфер деятельности» (ЗАО НПВО «НГС-оргпроектэкономика»). - 2008. – № 4. - С. 11 – 16.

5 Ю.А. Маянц, Ю.Н. Подушко. Природоохранные мероприятия при проведении гидроиспытаний строящихся магистральных трубопроводов. // Сборники трудов «Инновационная информация нефтегазового строительного комплекса и смежных с ним областей и сфер деятельности» (ЗАО НПВО «НГС-оргпроектэкономика»). - 2010. – № 5. - С. 104 – 115.

6 Ю.А. Маянц. Опасные зоны при испытаниях магистральных и промысловых трубопроводов на прочность // Газовая промышленность: ежемес. науч.-техн. и произв. журн. / учредитель: ОАО «Газпром». - 2012. — № 4. - С. 63-65.

7 Ю.А. Маянц, А.В. Елфимов, С.В. Овчаров (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») Проектирование охранных зон при проведении испытаний магистральных трубопроводов. Тезисы докладов V Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее». – М., Газпром ВНИИГАЗ. - 2013. – С.61.

8 Маянц Ю.А., Карпов С.В., Ширяпов Д.И. Анализ подходов к назначению величины испытательного давления на магистральных трубопроводах // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. - 2014. - №1 (17). - С. 93-97.

9 Маянц Ю.А., Карпов С.В., Алихашкин А.С., Овчаров С.В. Назначение участков предварительных испытаний и охранных зон при проведении испытаний магистральных трубопроводов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. - 2014. - №1 (17). - С. 88-92.

Подписано к печати 27 ноября 2014 г.

Заказ № 4260

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область,
Ленинский р-н, п. Развилка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»