

На правах рукописи

Шаммазов Ильдар Айратович

**СТАБИЛИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА  
И НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ  
ГАЗОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

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

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа - 2006

Работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Научный руководитель кандидат технических наук, доцент  
Коробков Геннадий Евгеньевич.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
Гумеров Риф Сайфуллович;  
кандидат технических наук  
Аскаров Роберт Марагимович.

Ведущая организация ООО «Таттрансгаз» (г.Казань).

Защита состоится «7» июня 2006 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «6» мая 2006 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Ямалиев В.У.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность работы

Масштабы газотранспортной системы (свыше 150 тыс. км газопроводов и более 250 компрессорных станций) определяют большой объем работ по обеспечению ее надежного функционирования. Изношенность основных фондов магистральных газопроводов (МГ), которая составляет 56%, и средний возраст линейной части МГ, превышающий 23 года, сказывается на безопасности эксплуатации. Средний уровень приведенной аварийности (число отказов на тысячу километров в год) на объектах транспорта газа ОАО «Газпром» составляет 0,21 - 0,18. Относительная стабильность данного показателя достигается комплексами мер по диагностике и ремонту, а также за счет снижения рабочего давления на некоторых участках газовых магистралей, что ведет к сокращению объемов транспорта газа.

В зависимости от условий (режимов) перекачки на собственные нужды (прежде всего, топливный газ) тратится до 10 – 15 % транспортируемого газа. Одним из методов снижения расхода газа на собственные нужды компрессорных станций является оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которые определяются как параметрами работы соответствующего компрессорного цеха (объем транспортируемого газа, степень повышения давления, температура окружающего воздуха и т.д.) и техническим состоянием элементов ГПА, так и состоянием линейной части магистрального газопровода (ЛЧМГ). Условия работы компрессорных станций (КС) также меняются в силу сезонных вариаций объема транспортируемого газа. Все это обуславливает технологические изменения давления и температуры в газопроводе, что отрицательно отражается на его работоспособности.

Особого внимания заслуживает обеспечение прочности трубопроводов, проложенных в сложных гидрогеологических условиях, таких как: заболоченные и подтопленные территории; территории с карстовыми образованиями; зоны вечномерзлых грунтов; оползневые зоны; сильнопересеченная местность. Изменение внутренних и внешних нагрузок на трубопровод и наличие неоднородности грунта по длине трассы обуславливают неравномерную осадку, всплывание (выпучивание) трубопровода, ведущих к отклонению последнего от проектного положения, что приводит к перераспределению нагрузки и возникновению в нем чрезмерных деформаций, которые являются одной из основных причин аварий трубопроводов. Большая часть протяженности трасс

магистральных трубопроводов, которые предстоит построить в ближайшие годы в Западной и Восточной Сибири, на Сахалине приходится на сложные гидрогеологические условия. Поэтому представляется актуальной задача исследования динамики изменения и стабилизации режимов транспорта газа и напряженно-деформированного состояния газопроводов, эксплуатирующихся в сложных гидрогеологических условиях.

**Целью работы** является повышение работоспособности газопроводов, проложенных в сложных гидрогеологических условиях, на основе стабилизации режимов транспорта газа и напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода.

В соответствии с поставленной целью в диссертационной работе были решены следующие **основные задачи**:

1) сбор и анализ информации по обеспечению работоспособности газопроводов в сложных гидрогеологических условиях и при изменении режимов транспорта газа;

2) оценка изменения и влияния режимов транспорта газа (давления и температуры) на работоспособность газопроводов и определение характеристики технологических условий эксплуатации газопровода с применением современных информационно-измерительных технологий;

3) оценка влияния изменения давления и температуры газа на напряженно-деформированное состояние газопровода, проложенного в сложных гидрогеологических условиях;

4) разработка рекомендаций по транспорту газа в условиях недогрузки магистрального газопровода и уменьшению чрезмерных напряжений в стенке газопровода, проложенного в сложных гидрогеологических условиях (в т.ч. и по карстовой обводненной территории).

### **Научная новизна**

1 В результате анализа различных вариантов транспорта газа в условиях недогрузки магистрального газопровода показано, что перекачка на технологически подобных режимах с низкими степенями сжатия и меньшим количеством газоперекачивающих агрегатов является предпочтительной по сравнению со стандартным режимом перекачки, при этом пульсации газа ниже, а следовательно, и ниже вероятность развития аварий. Разработан режим эксплуатации агрегатов, позволяющий снизить удельный расход топливного газа на величину до 20%.

2 Разработан метод прогнозирования ресурсов транспортируемого газа в целом по месторождению на основе использования данных месячных объемов добываемого газа, позволяющий сводить к минимуму флуктуации давления, возникающие при перекачке газа.

3 Впервые установлено исследованием НДС трубопровода, проложенного по обводненной территории, что признаком нестабильного положения трубопровода, предшествующего его отказу, является увеличение стрелы подъема всплывающего участка с ростом воздействия давления и температурных напряжений, зависящих от условий эксплуатации (в т.ч. и от гидрогеологических условий). При малой величине стрелы подъема всплывающего участка, не превышающей десяти толщин стенки трубы, характеристики НДС при изгибе газопровода практически не зависят ни от величины давления, ни от температурных напряжений.

**На защиту выносятся** теоретические выводы и обобщения, методы и практические рекомендации по совершенствованию режимов работы газопроводов и по повышению прочности и устойчивости линейной части в обводненной местности.

### **Практическая ценность работы**

Результаты исследований НДС линейной части магистрального газопровода вошли в «Методику по обследованию, расчету и проведению мероприятий по разгрузке от чрезмерных напряжений газопроводов, проложенных по карстовой территории», утвержденную ООО «Пермтрансгаз» ОАО «Газпром».

Данная методика используется также в учебном процессе УГНТУ при курсовом и дипломном проектировании.

### **Апробация работы**

Основные положения диссертации доложены и обсуждены:

- на 2-й Международной научно-технической конференции «Новоселовские чтения» (Уфа, 2004);
- 55-й Научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, 2004);
- научно-практической конференции «Научно-технические проблемы ТЭК» (Уфа, 2004);
- 56-й Научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, 2005);

- Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2005». УГНТУ (Уфа, 2005);
- Научно-технической конференции победителей XIV Конкурса молодежных разработок среди предприятий и организаций топливно - энергетического комплекса в 2005 году «ТЭК - 2005» (Москва 2006);
- 57-й Научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, 2006).

### **Публикации**

Основное содержание диссертации опубликовано в 12 печатных трудах, в числе которых 4 статьи, 7 тезисов докладов, 1 научно – техническое издание.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа изложена на 167 с. машинописного текста, состоит из четырех глав, основных выводов, списка использованных источников из 183 наименований, включая 37 рисунков и 15 таблиц.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** раскрыта актуальность выбранной темы диссертационной работы, сформулированы цель, задачи исследования и основные положения, выносимые на защиту, отражена научная новизна выполненных исследований и их практическая значимость.

**Первая глава** диссертации посвящена анализу существующих методов исследования эффективности работы технологического оборудования компрессорных станций (КС) и линейной части магистральных газопроводов, причин и характера изменения технологических параметров перекачки газа.

Проведен обзор известных методов эксплуатации технологического оборудования газотранспортных предприятий в условиях изменения режимов перекачки, описание флуктуаций давления и температуры в характерных точках газопровода.

Различным способам регулирования режимов работы оборудования газопроводов и исследованиям изменения давления и температуры посвящены работы М.З. Асадуллина, И.Р. Байкова, Р.Н. Бикчентая, Э.Л. Вольского,

Н.А. Гаррис, А.Н. Козаченко, В.И. Никишина, В.В. Новоселова, Б.П. Поршакова, В.В. Харионовского и др.

Эффективность режимов работы ГПА определяются как параметрами работы соответствующего компрессорного цеха (объем транспортируемого газа, степень повышения давления, температура окружающего воздуха и т.д.) и техническим состоянием элементов ГПА, так и состоянием линейной части магистрального газопровода. Условия работы компрессорных станций (КС) меняются в силу сезонных вариаций объема транспортируемого газа.

В процессе эксплуатации МГ объемы перекачки газа изменяются. В результате меняются оптимальные параметры работы газопроводов. Кроме того, режимы работы газопроводов не являются стационарными.

Одной из основных нагрузок в расчетах газопроводов является давление газа. Возникает вопрос о том, как велики амплитуды пульсаций давления и могут ли они создавать усталостные явления в металле газопроводных труб. На участках газопровода, примыкающих к компрессорным станциям, изменение давления газа приводит к колебаниям напряжений около 5-10% предела текучести металла труб. Число циклов этих изменений достигает  $10^5$ - $10^6$  в год. Такая ситуация характерна для обычных условий эксплуатации.

Общепризнано влияние давления и температуры газа на надежность ЛЧ МГ. Изменение давления и температуры газа взаимосвязаны. Газопровод постоянно находится под температурным воздействием и под действием высокого давления, которое меняется в пределах 6,5...7,5 МПа на выходе нагнетателей.

В результате температурных перепадов меняются продольные напряжения в металле труб, которые влияют на несущую способность газопровода и могут вызывать:

- разрушения при продольно-поперечном изгибе линейных участков;
- развитие остаточных деформаций и накопление повреждений в результате совместного действия внутреннего давления и продольных усилий.

Изучены особенности эксплуатации газопроводов, обусловленных напряженно-деформированным состоянием, и вопросы их стабилизации в сложных гидрогеологических условиях.

Данные о типах и уровнях нагрузок на трубопровод, проложенный в сложных инженерно-геологических условиях, мероприятия по обеспечению работоспособности линейной части представлены в теоретических и

экспериментальных исследованиях Х.А. Азметова, А.Б. Айнбиндера, Р.М. Аскарова, П.П. Бородавкина, Л.И. Быкова, А.Г. Гумерова, Р.С. Гумерова, А.Г. Камерштейна, В.В. Харионовского, Н.Н. Хренова, Э.М. Ясина и др. В них даны рекомендации по определению нормального давления грунта на трубу и касательных напряжений для случаев отсутствия и наличия свода естественного равновесия в грунте, находящемся на трубе, рассмотрены вопросы совместной деформации трубопровода с грунтом, исследовано влияние форм начального изгиба и перемещений на прочность трубопровода.

Совместная деформация трубопровода и грунта является сложной и малоисследованной проблемой, решение которой позволит повысить эксплуатационную надежность трубопроводов, проложенных в Пермской, Свердловской областях, Республике Башкортостан по карстовой, обводненной, сложно-пересеченной местности.

Проблема силового взаимодействия трубопровода с грунтом также актуальна для Западно-Сибирского нефтегазового комплекса с его пучинистыми, слабонесущими и водонасыщенными грунтами. Такие грунтовые условия неизбежно ведут к изменению высотного положения трубопровода, приводят к появлению дополнительных чрезмерных изгибных и продольных напряжений в его стенке и к последующему разрушению трубопровода.

Подобные разрушения трубопроводов имеют место на болотах и в мерзлых грунтах, где сезонные изменения состояния грунта приводят к образованию выпученных в вертикальной или горизонтальной плоскости участков, а также всплыванию их на поверхность болота.

При анализе нагрузок и воздействий на трубопровод помимо расчетных нагрузок, регламентированных строительными нормами и правилами, в случае нестандартных условий его работы необходимо учитывать дополнительные нагрузки и воздействия, появление которых вызвано непроектными режимами функционирования конструкции.

Перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта или ошибками проектных решений - довольно частая причина разрушений труб. Наиболее характерными причинами такого рода разрушений являются дополнительное к проектному искривление трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях вплоть до образования гофр, принятие в проектах недостаточно обоснованных конструкцией, недоучет продольных сил в трубах и продольных перемещений и т.п.



Аварии на газопроводах происходят чаще всего на участках, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях. Основные магистральные газопроводы России проложены от месторождений, расположенных на севере Тюменской области, и пересекают на значительной территории заболоченные участки. Длина таких участков для ряда газопроводов достигает около 40 % общей протяженности, например, трасса газопровода Уренгой - Челябинск пересекает 980 км обводненных и заболоченных участков. В сложных условиях строительства и эксплуатации затруднительно выполнить все нормативные требования, с одной стороны, а с другой — как показывает анализ, существующие нормативные руководства недостаточно отражают реальное взаимодействие газопровода с обводненными грунтами, имеющими низкую заземляющую способность. Разность температур эксплуатации и замыкания трубопровода при строительстве может составлять  $\Delta t = 70$  °С (строительство зимой при  $t = -30$  °С, летние температуры окружающей среды до плюс 40 °С). При таких значениях  $\Delta t$  осевое усилие в газопроводе становится значительным, оно может привести к потере устойчивости положения участка газопровода в болоте и появлению участков над дневной поверхностью. Такие же явления возникают на карстовой обводненной территории в Пермской области.

На стадии проектирования исходят из недопустимости возникновения выпученных участков, но отклонения от проекта при строительстве, действие случайных факторов, несовершенство расчетных методик приводят к тому, что подземный трубопровод выходит на дневную поверхность с образованием так называемого арочного выброса. Такие участки газопроводов на севере Западной Сибири, европейского Севера России достаточно многочисленны.

Поэтому возникает задача, решение которой должно дать ответ на вопрос о возможности эксплуатации всплывших участков газопроводов, а также позволит разработать критерии, которые бы определяли вывод участка в ремонт, либо необходимость контроля за ним, либо принятие дополнительных мероприятий по обеспечению эксплуатационной надежности. При решении данной задачи основное внимание необходимо уделить анализу напряженно-деформированного состояния с учетом реально действующих нагрузок и разработке критериев прочности и устойчивости, на основании которых формируют соответствующие инженерно-технические мероприятия.

На основании обзора данных литературных источников и обобщения приведенного материала сформулированы цель и задачи исследования диссертационной работы.

**Вторая глава** посвящена оценке влияния изменяющихся параметров перекачки газа на работоспособность газопроводов и определению характеристики технологических условий эксплуатации газопроводов при их недогрузке.

Одной из важных задач при эксплуатации магистральных газопроводов является сокращение риска аварийных разрушений, что позволяет повысить работоспособность газопроводов, улучшить экологическую обстановку и обеспечить рациональное функционирование газотранспортной системы в целом. Значительное влияние на работоспособность газопроводов оказывают технологические параметры транспортируемого газа (давление и температура). Поэтому представляется актуальной задача исследования динамики изменения параметров транспортируемого газа и ее влияние на работоспособность газопроводов.

Основными факторами, способствующими возникновению аварий, являются: наличие напряжений в металле трубы, вызванными механическими и температурными воздействиями, неудовлетворительная работа средств электрохимической защиты и др. При эксплуатации магистральные газопроводы подвержены флуктуациям давления газа и температурных напряжений.

В настоящее время многие МГ, эксплуатируемые ОАО «Газпром», приближаются к допустимому сроку службы. К этой категории относится газопровод «Уренгой-Петровск», на котором в период 1998-2003 гг. произошел ряд аварий, сопровождающихся взрывами, пожарами и значительным выбросом природного газа в атмосферу. Экспериментальной базой для исследований явились данные работы МГ «Уренгой-Петровск», эксплуатируемого предприятиями «Пермтрансгаз» и «Баштрансгаз». Циклический характер кольцевых напряжений, вызванный изменением давления газа, увеличивает склонность к разрушению.

Соотношение между максимальными  $\sigma_{кц\ max}$  и минимальными  $\sigma_{кц\ min}$  кольцевыми напряжениями выразим через размах напряжений цикла:

$$R = \frac{\sigma_{кц\ (min)}}{\sigma_{кц\ (max)}}, \quad (1)$$

где  $\sigma_{кц\ min}$  и  $\sigma_{кц\ max}$  соответствуют минимальному и максимальному давлению в цикле.

При расчетах параметра  $R$  была взята цикличность, равная 24 часам. На рисунках 1, 2 представлена динамика изменения размаха напряжений цикла за 2003 – 2005 гг.

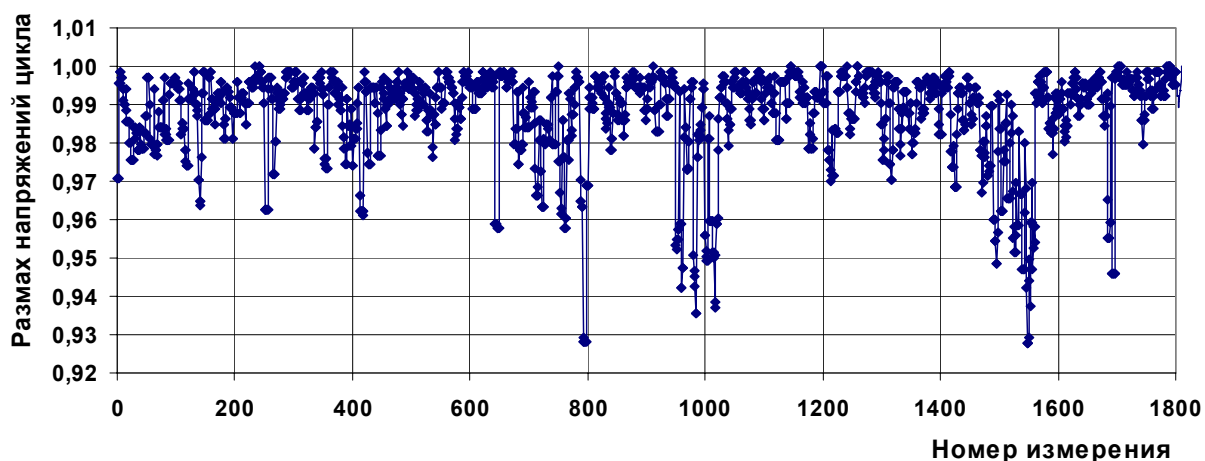


Рисунок 1 - Динамика размаха напряжений в МГ «Уренгой - Петровск» на выходе КС Алмазная ООО «Пермтрансгаз» за 2003 г.

Из рисунка 1 следует, что в 2003 г. самое низкое значение  $R$  составило величину 0,93.

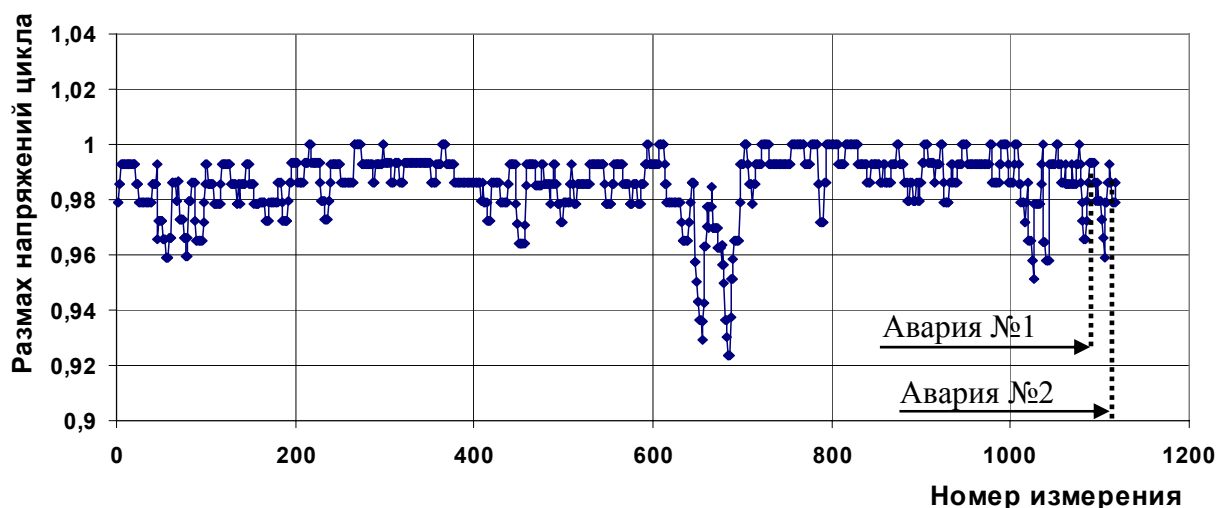


Рисунок 2 - Динамика размаха напряжений в МГ «Уренгой - Петровск» на выходе КС Поляна ООО «Баштрансгаз» за 2003 г.

На рисунке 2 представлена характеристика изменения параметра  $R$  для МГ «Уренгой – Петровск» за 2003 г., на котором 9 и 11 апреля произошли аварии.

Как следует из рисунка 2, перед аварией №1, произошедшей 9 апреля, значение  $R$  составило 0,97, а перед аварией №2 (11 апреля)  $R=0,96$ . Таким образом, обе аварии произошли при значениях  $R$  выше критического для стали ( $R_{кр}=0,9$ ), хотя до этого имело место увеличение флуктуаций давления газа в газопроводе. Из проведенных исследований можно заключить, что параметр  $R$  не является

достаточно информативной величиной, позволяющей интерпретировать аварийное разрушение газопровода.

Для контроля за степенью воздействия пульсаций давления перекачиваемого газа на работоспособность газопроводов нужны новые (например, приведенные) критерии, учитывающие упорядоченность флуктуаций во временном ряде. Для их разработки использована теория детерминированного хаоса. Если некоторый сигнал генерируется динамической системой, то поведение системы можно описать как движение изображающей точки в фазовом пространстве на странном аттракторе, который представляет собой фрактальное множество, наиболее важные свойства которого определяют размерностные характеристики – размерность Хаусдорфа  $D$  и показатель Херста  $H$ . Для повышения информативности в качестве критерия диагностирования предложен показатель  $\Delta$ , равный  $\Delta = D - H$ .

Рассмотрена применимость критериев диагностирования  $D$ ,  $H$  и  $\Delta$  для исследований флуктуаций режимов перекачки при различных случаях транспорта газа. Их расчетные значения были сопоставлены с замерами давлений. В результате было установлено, что при значениях критерия  $\Delta$ , превышающих величину 0,6, режимы работы магистральных газопроводов переходят в зону повышенного аварийного риска и опасности.

Гистограмма распределения значений показателя  $\Delta$  показала, что четыре периода работы МГ попали в область предрасположенных к аварийным разрушениям режимов, поэтому такие режимы, со значительными флуктуациями давления газа, по возможности необходимо исключать из технологического процесса транспорта газа.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что степень пульсаций давления перекачиваемого газа может быть оценена методами теории динамических систем. Однако, несмотря на высокий уровень достоверности оценки с помощью такой интегральной характеристики, как предложенный показатель  $\Delta = D - H$ , несомненный интерес всегда представляют методы, позволяющие визуально контролировать временные процессы. В качестве такого метода предлагается метод оценки динамики временного ряда на основе визуализации флуктуаций давления газа в виде фрактальных поверхностей.

Другими технологическими параметром перекачки, оказывающим влияние на прочность линейной части МГ является температура транспортируемого газа. Статистический анализ температур перекачиваемого газа на выходе КС за промежутки времени 1.01.03...1.04.03 г показал, что вариация температур

находилась в пределах  $30,5 \pm 1,5^\circ\text{C}$ . Такая несущественная вариация температур не могла вызывать значительных температурных напряжений, хотя могла способствовать развитию аварий.

Для условий работы МГ с расходом ниже проектных значений рассмотрены стандартная схема компримирования с проектным числом ГПА и работа на технологически подобном режиме, когда перекачка газа осуществляется меньшим числом агрегатов. С помощью критерия  $\Delta$  показано, что перекачка на технологически подобных режимах с низкими степенями сжатия и меньшим числом ГПА является предпочтительной, и при этом пульсации газа ниже, а следовательно, и ниже вероятность возникновения аварии.

Флуктуации давления в газопроводе обусловлены нестационарностью режимов перекачки, которая во многом определяется динамикой объема добычи газа на газовых промыслах. На основе спрогнозированных величин добычи газа разрабатывается карта рациональных режимов работы оборудования, позволяющая повысить оперативность выбора энергоэффективных и «мягких» режимов работы ГПА.

С использованием данных месячной добычи углеводородного сырья за пятилетний период, произведен анализ возможности применения нейронных сетей для прогнозирования объемов добычи газа в целом по месторождению. Результаты оценки погрешностей прогноза добычи углеводородного сырья нейронными сетями, обученными по выборкам различного объема, представлены на рисунке 3. Из рисунка следует, что с увеличением объема обучающей выборки достоверность прогноза увеличивается.

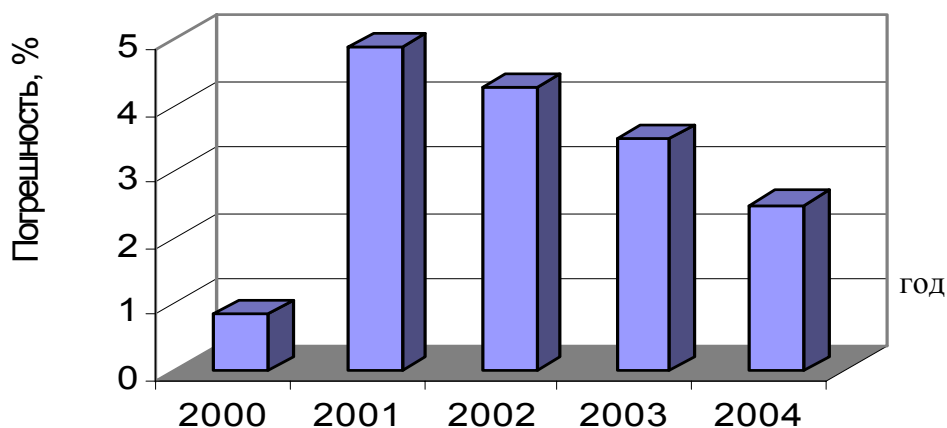


Рисунок 3 - Результаты оценки погрешностей прогноза добычи углеводородного сырья

**В главе 3** представлена оценка влияния изменения давления и температуры на напряженно-деформированное состояние газопровода, проложенного в сложных инженерно-геологических условиях, а именно, по карстовой обводненной территории (например, 600 км Ужгородского 6-ниточного коридора газопроводов  $D=1420$  мм проложены по карстовой территории в Пермской области).

Если трубопровод проложен по пересеченной, периодически обводняемой местности, а также через болота, водотоки, водоемы, карстовые воронки, заполненные водой, то он может находиться частично или полностью под водой. В зависимости от степени обводнения грунты основания и засыпки могут перейти в жидкопластическое состояние. Когда по трассе газопровода имеются карстовые пустоты или пустоты иного происхождения, закрытые сверху грунтом, в случае их обводнения труба полностью или частично находится под водой. Во всех описанных случаях на газопровод дополнительно действует нагрузка от выталкивающей силы воды, а сопротивление обводненного грунта поперечным и продольным перемещениям трубы уменьшается. Поэтому возможно всплытие трубопровода, изгиб его вверх, но на ограниченном участке. При наличии начальной кривизны продольной оси трубопровода, имеющего резкопересеченный продольный профиль, или при значительной деформации трубопровода на изменение кривизны его продольной оси будут дополнительно влиять эксплуатационные нагрузки (давление и температурные напряжения).

Расчетной моделью напряженно-деформированного состояния трубы является стержень трубчатого сечения из упругого материала с прямолинейной или криволинейной образующей. С помощью этой модели нами исследовано НДС участка газопровода, средняя часть которого находится полностью в воде, а примыкающие к ней слева и справа части находятся в грунте. Рассматривается трубопровод, составленный из прямолинейных труб, расчетная схема которого представлена на рисунке 4, где  $L_0$  – длина средней части рассчитываемого участка трубопровода, находящейся под водой;  $L_1$  и  $L_2$  – длины примыкающих к подтопленной части подземных участков трубопровода, деформирующиеся совместно с грунтом. Левый и правый концы примыкающих подземных участков находятся в горизонтальном положении. Здесь трубопровод заземлен грунтом и не испытывает деформаций изгиба и кручения. Принимается, что трубопровод изготовлен из прямолинейных труб размером  $1420 \times 16,5$  мм, т.к. большинство

газопроводов ОАО «Газпром», проложенных в сложных инженерно- геологических условиях, имеют диаметр 1420 мм.

Поскольку целью исследования является установление влияния давления и температурных напряжений на НДС трубопровода, то рассматривается случай, когда примыкающие слева и справа подземные участки находятся в одинаковых грунтовых условиях.

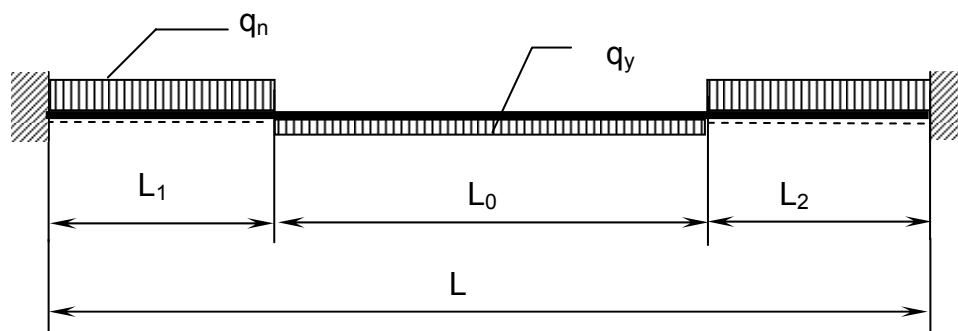


Рисунок 4 - Расчетная схема

Расчеты были выполнены для различных значений внутреннего давления  $p_o$  и температурного перепада  $\Delta t$  ( $\Delta t$  – разница температур эксплуатации и замыкания трубопровода), поскольку от величины этих параметров зависит эквивалентное продольное усилие  $S_x$ , которое, наряду с выталкивающей силой воды и степенью заземления грунтом примыкающих участков, определяет величину стрелы прогиба, длину выталкиваемой водой части трубопровода.

Система уравнений, описывающая напряженно-деформированное состояние стержня, моделирующего трубопровод, включает геометрические нелинейные соотношения, уравнения равновесия и физические соотношения. Решение этой системы было выполнено численным интегрированием, которое реализовано в программном комплексе расчета прочности трубопроводов для компьютера отдельными модулями, что позволяет их использовать не только в расчете подземных трубопроводов, но и в расчете надземных балочных переходов и подводных трубопроводов.

Анализ результатов расчета НДС трубопровода показал, что продольные осевые напряжения по длине всплывающего участка практически постоянны. Это позволяет выполнить его расчет, используя уравнение продольно-поперечного изгиба трубопровода, которое допускает решение в конечных аналитических выражениях.

Эквивалентное продольное усилие, которое содержится в уравнениях равновесия трубопровода, рассчитывается по формуле

$$S_x = p_o \cdot F_{cv} - T_x, \quad (2)$$

где  $F_{cv}$  – площадь поперечного сечения трубы «в свету»;

$T_x$  – продольное усилие;

$p_o$  – внутреннее давление в газопроводе.

Если трубопровод находится в строго горизонтальном положении, (что имеет место на концах рассчитываемого участка), то продольное усилие  $T_x$  определяется по формуле

$$T_x = (\mu \cdot \sigma_{ки} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E) \cdot F_o, \quad (3)$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона;

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E$  – модуль упругости материала трубы;

$F_o$  – площадь поперечного сечения стенки трубы.

Поскольку трубопровод составлен из прямолинейных труб, а в обводненной части отсутствуют реакции грунта и на трубопровод действуют только его собственный вес с газом и выталкивающая сила воды, для случая, когда квадраты углов поворота продольной оси трубопровода малы по сравнению с ее деформацией растяжения-сжатия, можно принять предположение о том, что продольное усилие  $T_x$  в стенке трубы не зависит от изгиба, а его величина принимает постоянное значение. В этом случае НДС трубопровода будет определяться следующим уравнением:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} + S_x \frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{q_y}{EJ}, \quad (4)$$

где  $w$  – прогиб;

$x$  – продольная осевая координата;

$EJ$  – жесткость трубы;

$J$  – момент инерции поперечного сечения трубы;

$q_y = q_n - q_e$  – результирующая вертикальной нагрузки;

$q_n, q_e$  – соответственно распределенная нагрузка от веса трубы с газом и от выталкивающей силы воды.



Уравнение (4) характеризует нелинейную постановку задачи, которая заключается в учете воздействия эквивалентного продольного усилия  $S_x$ , зависящего от величины стрелы подъема.

Если  $S_x=0$ , то уравнение (4) переходит в уравнение изгиба стержня с защемленными концами (5), используемого многими исследователями для анализа НДС подземных и надземных трубопроводов в линейной постановке задачи, в которой не учитывается воздействие давления и температурных напряжений на изгиб трубопровода:

$$\frac{d^4 w}{dx^4} = \frac{q_y}{EJ}. \quad (5)$$

Опыт эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ООО «Пермтрансгаз», суммарная длина которой составляет около 10000 км, свидетельствует о том, что большинство отказов и аварий происходит в весенний период с повышением температуры грунта (во второй половине апреля). Это можно объяснить ослаблением защемления грунтом газопровода и увеличением температурных напряжений.

Для трубопровода, концы которого защемлены на опорах, уравнение (4) имеет следующее решение в конечных аналитических выражениях:

$$w(x) = \frac{q_y L_o}{2S_x \beta} \left[ \frac{\cos \beta \cdot x}{\sin \beta \frac{L_o}{2}} - \operatorname{ctg} \beta \frac{L_o}{2} + \frac{x^2 \beta}{L} - \frac{L_o \beta}{4} \right], \quad (6)$$

$$\omega_1(x) = \frac{q_y L_o}{2S_x} \left( \frac{2x}{L_o} - \frac{\sin \beta \cdot x}{\sin \beta \frac{L_o}{2}} \right), \quad (7)$$

$$M_z(x) = -\frac{q_y L_o}{2\beta} \left( \frac{\cos \beta \cdot x}{\sin \beta \frac{L_o}{2}} - \frac{2}{\beta L_o} \right), \quad (8)$$

$$Q_y(x) = \frac{q_y L_o}{2} \frac{\sin \beta \cdot x}{\sin \beta \frac{L_o}{2}}, \quad (9)$$

где 
$$\beta = \sqrt{\frac{S_x}{EJ}}. \quad (10)$$

На рисунке 5 сплошные линии построены по формулам (6) – (9) и соответствуют случаю учета воздействия эквивалентного продольного усилия  $S_x$ . Результаты расчетов с пренебрежением воздействия  $S_x$  изображены штриховыми линиями, полученные с помощью формул, которые являются решением дифференциального уравнения изгиба стержня с заземленными концами (5).

Из рисунка наглядно видно, что воздействие давления и температурных напряжений существенно увеличивает значение характеристик НДС трубопровода (например, прогиб увеличивается на 70%).

В работе получена формула для определения критического давления газа в трубопроводе, при котором возможна потеря устойчивости последнего в зависимости от длины всплывающего участка, температурных напряжений и физико-механических характеристик трубы:

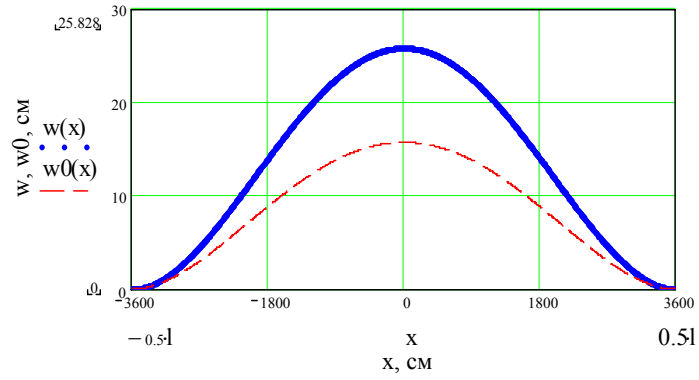
$$P_{o\text{кр}} = \frac{10}{D_{\text{вн}}^2 \cdot \pi} \left( \frac{4\pi^2 EJ}{L_0^2} - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \cdot F_o \right), \quad (11)$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода.

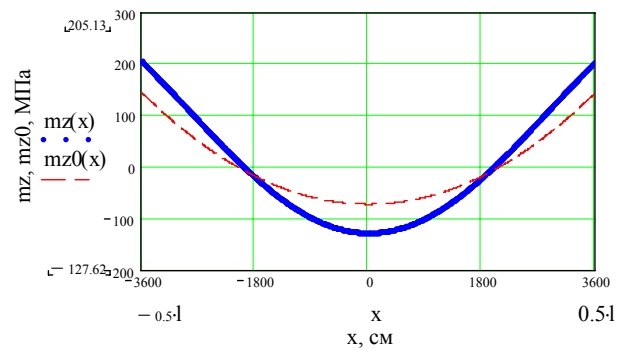
**Четвертая глава** содержит рекомендации по повышению работоспособности газопроводов и посвящена разработке вариантов перекачки природного газа в условиях снижения загрузки магистрального газопровода, разработке методики обследования газопровода, уменьшения напряжений в стенке трубы и рекомендаций по разгрузке газопровода от чрезмерных напряжений.

В первом разделе данной главы описывается выбор рациональных режимов работы одной из КС Уренгойского месторождения (сеноманской залежи) в условиях падающей добычи путем дозагрузки оборудования сырьем (волонжинской) газоконденсатной залежи. Показано, что условие максимума политропного к.п.д. не является критерием оптимальности для случая, когда объемы перекачки ниже проектных величин. При увеличении расхода газа через нагнетатель происходят снижение политропного к.п.д. нагнетателя, увеличение потребляемой нагнетателем мощности и оборотов силовой турбины, что приводит к повышению к.п.д. газотурбинной установки и тем самым обеспечивается условие минимума расхода топливного газа на компримирование в целом по КС.

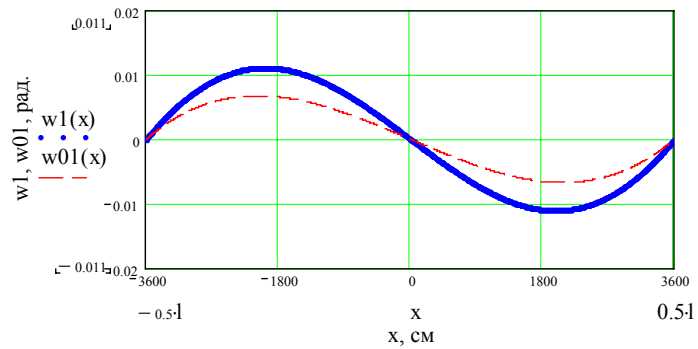
Расчетами также установлено, что волонжинский газ может подаваться на вторую ступень компримирования – это позволит догрузить оборудование КС и обеспечит повышение давления волонжинского газа до давления в магистральном газопроводе. Показано, что эксплуатация на второй ступени 2-х



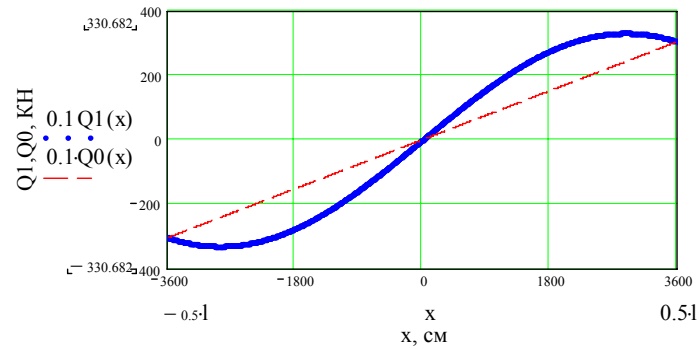
а) прогиб



б) угол поворота



в) изгибные напряжения



г) поперечные силы

Рисунок 5 - Эпюры характеристик НДС при  $p_o = 7$  МПа,  $\Delta t = 35^\circ\text{C}$ ,  $L_o = 72$  м

разнотипных агрегатов с рабочими режимами нагнетателей в правой области приведенных характеристик, с пониженным политропным к.п.д., в условиях догрузки волонжинским газом экономичнее варианта работы на второй ступени трех однотипных агрегатов. Подобный режим позволяет снизить удельный расход топливного газа на величину до 20%.

Во втором разделе описывается разработанная «Методика по обследованию, расчету и проведению мероприятий по разгрузке от чрезмерных напряжений газопроводов, проложенных по карстовой территории». В ней излагаются назначение, цели и задачи, общие положения, порядок обследования газопровода, расчет напряженно-деформированного состояния и оценка прочности газопровода, разработка рекомендаций по разгрузке газопровода от чрезмерных напряжений.

Методика предназначена для предприятий ОАО «Газпром», занимающихся проектированием, сооружением и эксплуатацией магистральных газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях.

Целью методики является регламентация выполнения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение прочности линейной части магистральных газопроводов, пересекающих массивы карстующихся пород.

Методика состоит из 3-х основных разделов и позволяет решать следующие задачи:

- 1) обследование газопровода (определение профиля трассы и измерение абсолютных фактических напряжений в стенке трубы);
- 2) расчет напряженно-деформированного состояния и оценка прочности газопровода согласно положениям СНиП 2.05.06-85\* и другим нормативно - техническим документам;
- 3) разработка рекомендаций по разгрузке газопроводов от чрезмерных напряжений.

### **Основные выводы и рекомендации**

1 Установлен стохастический характер изменения технологических параметров перекачки газа по трубопроводам, характеризующийся одиночными выбросами давления с размахом 0,6 – 10 МПа, температура газа меняется в пределах 40 °С. Величина размаха цикличности R не является достаточно информативной величиной, позволяющей адекватно диагностировать наступление аварийной ситуации.

2 Для оценки флуктуаций давления в газопроводе с использованием теории детерминированного хаоса в работе предложен критерий  $\Delta$ , равный разности значений размерности Хаусдорфа и показателя Херста. Установлено, что при значениях критерия  $\Delta$ , превышающих величину 0,6, режимы работы магистральных газопроводов переходят в зону повышенного аварийного риска. Показано, что перекачка на технологически подобных режимах с низкими степенями сжатия и меньшим количеством газоперекачивающих агрегатов является предпочтительной, при этом пульсации давления газа ниже, а следовательно, и ниже вероятность развития аварий. Разработан метод прогнозирования добычи природного газа в целом по месторождению на основе использования данных месячных объемов добываемого газа, позволяющий сводить к минимуму флуктуации давления, возникающие при перекачке газа. Погрешность предложенного метода составляет не более 2,5 %.

3 Впервые установлено исследованием НДС трубопровода, проложенного по карстовой обводненной территории, что признаком нестабильного положения трубопровода, предшествующего его отказу, является увеличение стрелы подъема всплывающего участка с ростом воздействия давления и температурных напряжений, зависящих от условий эксплуатации (в т.ч. и от гидрогеологических условий). При малой величине стрелы подъема всплывающего участка, не превышающей десяти толщин стенки трубы, характеристики НДС при изгибе газопровода практически не зависят ни от величины давления, ни от температурных напряжений.

4 Разработаны рекомендации по перекачке газа при недогрузке магистрального газопровода, позволяющие уменьшить удельный расход топливного газа до 20% и предложения по снижению напряжений в стенке газопровода, проложенного в сложных гидрогеологических условиях.

#### **Основные результаты опубликованы в следующих научных работах:**

1 Шаммазов И.А., Коробков Г.Е. Методы обеспечения проектного положения трубопроводов // Тез. докл. 2-й Междунар. науч.-техн. конф. Вып. 2. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004.-С.56.

2 Шаммазов И.А., Коробков Г.Е., Зарипов Р.М. Закрепление трубопроводов в проектном положении с помощью анкеров // Тез. докл. 2-й Междунар. науч.-техн. конф. Вып. 2. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004.-С.57.

3 Шаммазов И.А., Бикмухаметов Д.Ф., Коробков Г.Е., Зарипов Р.М. К вопросу

прочности и устойчивости в сложных инженерно - геологических условиях // Тез. докл. 55-й Науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Кн. 1. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004.-С.132.

4 Шаммазов И.А., Бикмухаметов Д.Ф., Коробков Г.Е., Зарипов Р.М. Использование решения уравнения продольно – поперечного изгиба стержня и его применение к расчету устойчивости трубопроводов // Тез. докл. 55-й Науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Кн. 1. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004.- С.133-134.

5 Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Фесенко С.С., Чичелов В.А., Хасанов Р.Н., Шаммазов И.А. Методика по обследованию, расчету и проведению мероприятий по разгрузке от чрезмерных напряжений газопроводов, проложенных по карстовой территории.- Чайковский: 2005.-118 с.

6 Шаммазов И.А., Чичелов В.А. Технология обеспечения прочности газопроводов, проложенных по карстовой территории // Инжиниринг, инновации, инвестиции: сб. науч. тр. Вып.6.- Челябинск, 2005. - С.41-50.

7 Шаммазов И.А. Обеспечение прочности и устойчивости трубопроводов в слабонесущих грунтах при выполнении ремонтно-восстановительных работ по различным технологиям // Тез. докл. 56-й Науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005.-С.27.

8 Шаммазов И.А. Обследование трубопровода в слабонесущих грунтах при обосновании необходимости ремонтно-восстановительных мероприятий // Тез. докл. 56-й Науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005.-С.28.

9 Китаев С.В., Шаммазов И.А. Оценка потенциала экономии углеводородного сырья на дожимных компрессорных станциях // Газовая промышленность. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005.-№ 11 . - С. 84-85.

10 Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Применение нейронных сетей для прогнозирования добычи углеводородного сырья // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, 2005. -№3. -С. 60-64.

11 Шаммазов И.А., Китаев С.В. Влияние пульсаций давления газа на развитие аварийности магистральных газопроводов // Трубопроводный транспорт – 2005: тез. докл. Междунар. учеб.-науч.-практ. конф.– Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. - С. 164-165.

12 Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А. Влияние параметров перекачиваемого углеводородного сырья на работоспособность магистральных газопроводов // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, 2006. -№ 1. -С.67-73.