

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М.ГУБКИНА**

УДК 622.692.4 (204.1)

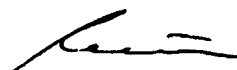
На правах рукописи

**ПЕТРОВ НИКОЛАЙ ГЕОРГИЕВИЧ**

**ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ И ПРАКТИЧЕСКОЕ  
ОБОСНОВАНИЕ МОНИТОРИНГА  
ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Специальность 25.00.18 - Технология освоения морских  
месторождений полезных ископаемых (технические науки)

**АВТОРЕФЕРАТ**



диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва - 2005

Работа выполнена в Российском государственном университете нефти и газа им.  
И.М. Губкина.

**Научный руководитель:** - доктор технических наук, профессор  
**Бородавкин Петр Петрович**

**Официальные оппоненты:** - доктор технических наук  
**Харченко Юрий Алексеевич**  
- кандидат технических наук  
**Грудницкий Геннадий Васильевич**


**Ведущее предприятие:** - ООО «Подводгазэнергосервис»

Защита состоится **29 июня 2005 г.** в 13 часов в аудитории 1801 на заседании  
диссертационного совета Д212.200.11 в Российском государственном  
университете нефти и газа им. И.М. Губкина по адресу: 119991, Москва, ГСП-1,  
Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М.  
Губкина.

Автореферат разослан «24» мая 2005г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
доктор технических наук, доцент

 - И.Е. Литвин

2006-4  
8384

2153811

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы диссертации.

Трубопроводный транспорт является одним из самых экономичных и надежных способов для доставки жидких и газообразных энергоносителей на значительные расстояния. В процессе длительной эксплуатации внешние условия среды и технические характеристики подводных в т.ч морских трубопровода изменяются, в результате чего, заложенные при проектировании запасы прочности, надежности и безопасности могут быть исчерпаны, а трубопровод перейти в состояние, при котором возможно его разрушение.

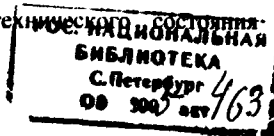
В настоящее время значительная часть потенциально опасных промышленных объектов России, в том числе и трубопроводов (сухопутных и подводных), выработала гарантийные сроки эксплуатации, предусмотренные проектными решениями. Причем, именно подводные трубопроводы работают в наиболее сложных и труднодоступных условиях.

В настоящее время вопросам обеспечения надежности и безопасности работы трубопроводных систем уделяется особое внимание. Опыт, накопленный за годы эксплуатации трубопроводного транспорта позволяет определить участки трубопроводов, где наиболее высока вероятность возникновения аварийной ситуации. Такие участки принято называть потенциально опасными (ПОУ). Обеспечение мониторинга технических параметров таких участков и оценка риска их эксплуатации позволит существенно повысить надежность и безопасность всей трубопроводной системы.

В связи с этим, работы направленные на создание систем мониторинга и предотвращения разрушения на подводных переходах трубопроводов, являются актуальными.

Целью диссертационной работы является разработка принципа построения и реализация системы мониторинга технического состояния трубопровода в пределах подводного перехода.

3



### **Основные задачи исследования:**

1. Определение контролирующих технических параметров, обеспечивающих адекватную оценку технического состояния подводного трубопровода.
2. Получение расчетных зависимостей между контролируемыми техническими параметрами и критическим состоянием подводного трубопровода.
3. Выбор методов измерения контролирующих параметров и разработка устройства для реализации системы мониторинга.
4. Испытание и опытно-промышленная эксплуатация системы мониторинга.
5. Разработка методических основ принятия решений по повышению эксплуатационной надежности подводного перехода.

### **Научная новизна:**

Научная новизна работы заключается в следующем:

- разработаны принципы оценки технического состояния потенциально опасных участков подводных трубопроводов.
- разработан принцип построения системы мониторинга технического состояния потенциально опасного участка подводного трубопровода.
- разработан способ дистанционного контроля и диагностики состояния конструкций и инженерных сооружений и устройство для его осуществления.

### **Практическая ценность результатов исследования:**

Проведенные исследования позволили сформировать методические и технические требования как к элементам системы мониторинга технического состояния потенциально опасного участка трубопровода, так и к системе в целом.

На основании результатов исследования разработаны и внедрены:

устройство «измерительный патрубок»;

- система мониторинга технического состояния трубопровода ООО «Пермтрансгаз» в пределах подводного перехода через р. Кама;

- методические основы анализа результатов измерения «измерительными патрубками» и оценки технического состояния потенциально опасного участка трубопровода.

#### **Апробация основных результатов работы:**

Основные положения и результаты диссертационной работы были доложены на:

- Десятой юбилейной международной деловой встрече «Диагностика 2000». (Кипр, апрель, 2000г.);

- Двенадцатой международной деловой встрече «Диагностика 2002». (Анталья, апрель, 2002г.);

- Четырнадцатой международной деловой встрече «Диагностика 2004» (Шарм Эль Шейх, апрель, 2004г.);

- Отраслевых совещаниях начальников линейно – эксплуатационных служб ОАО «Газпром», 2004, 2005г;

- Российском научно-техническом симпозиуме «Интеллектуальные композиционные материалы и конструкции в аэрокосмической технике» ИКМК-2004». (Москва, МГТУ им. Н. Баумана, июнь, 2004г.);

- Пятнадцатой международной деловой встрече «Диагностика 2005» (Сочи, апрель, 2005г.);

- IV Международной конференции «Трубопроводный транспорт 2005» (Москва, май, 2005)

- Кроме того, материалы по теме диссертации отражены в 8 печатных работах.

#### **Структура и объем и работы:**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов, списка литературы. Общий объем работы составляет 114 страниц, 41 рисунок, 14 таблиц, список литературы содержит 47 наименований.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ.**

Во введении обоснованы актуальность темы диссертации и основные направления исследований. Показано, что в настоящее время вопросам обеспечения надежности и безопасности работы трубопроводных систем в нашей стране уделяется особое внимание.

Однако, несмотря на большое количество работ, направленных на создание систем мониторинга и предотвращения разрушения трубопроводов, в том числе подводных, ввиду отсутствия научно обоснованной концепции создания таких систем, в нашей стране нет. Поэтому автору представляется актуальной работа, направленная на создание систем мониторинга для предотвращения отказов на подводных трубопроводах.

В первой главе проведен анализ технического состояния подводных переходов газопроводов ОАО «Газпром», суммарная протяженность которых в настоящее время составляет около 3500 км. Как показывает анализ, повышенный риск эксплуатации подводного перехода по сравнению с основной частью магистрального трубопровода определяется не столько вероятностью возникновения аварийной ситуации, а сколько большими экономическими затратами на устранения ее последствий.

Особенность эксплуатации подводных переходов состоит в том, что на этих участках трубопровод подвергается более активному воздействию факторов окружающей среды, существенно влияющих на надежность и безопасность трубопровода.

Для определения технического состояния подводных трубопроводов выполняется комплекс обследований, включающий в себя водолазный или приборный контроль плано-высотного положения трубопровода с целью выявления мест недостаточной засыпки, оголений и провисов, оценку состояния противокоррозионного изоляционного покрытия в русловой и пойменной части.

Определение состояния мегалла труб, выявление коррозионных повреждений береговых участков проводится электрометрическим методом и методом внутритрубной дефектоскопии. Обследование подводной части трубопровода этими методами проводится в единичных случаях, а

стационарные системы мониторинга технического состояния подводного трубопровода, в том числе оценки влияния геодинамических, гидродинамических процессов и технологических режимов на надежность перехода в целом отсутствуют.

По результатам обследований проводится анализ выявленных нарушений и, в зависимости от вида нарушения и его количественной характеристики, состояние перехода может классифицироваться как исправное, неисправное – требующее ремонта, предельное – не позволяющее дальнейшую эксплуатацию.

Проведенный анализ показывает, что в период с 2001 по 2004г. в исправном состоянии находилось около 55% переходов. В неисправном состоянии (размывы, оголения, провисы) – 43%, а в предельном – 2%. Это говорит о том, что, несмотря на ежегодный ремонт выявленных неисправностей, опасность возникновения аварийной ситуации на подводных переходах остается высокой.

В настоящей работе проанализированы существующие методы диагностики технического состояния подводных переходов, которые можно разделить на три основных группы:

- определение пространственного положения трубопровода, выявление и количественная оценка участков размыва, оголения и провиса трубопроводов;
- оценка напряженно – деформированного состояния трубопровода на береговых и пойменных участках;
- оценка состояния изоляционного покрытия подводных трубопроводов, определение степени защищенности трубопровода средствами электрохимической защиты;
- определение состояния металла трубопровода.

Анализ методов диагностики технического состояния подводных переходов показывает:

- наиболее полную информацию о НДС и запасе прочности конструкции можно получить с помощью рационального сочетания натуральных и расчетных методов. Для этого в потенциально опасных сечениях, полученных расчетными

методами, необходимо обеспечить контроль деформации инструментальным методом, с регистрацией корректирующих параметров (давление, температура);

- для осуществления полного мониторинга напряженно-деформированного состояния подводного трубопровода необходимо учитывать его динамическую составляющую, возникающую на оголенных, провисающих участках под воздействием водяного потока;

- контроль над изменением величины плотности защитного тока, в совокупности с величиной защитного потенциала позволяет осуществить мониторинг состояния изоляционного покрытия, как фактора защищенности трубопровода от внешней коррозии.

В рамках диссертационной работы решались следующие задачи:

- определение контролирующих технических параметров, обеспечивающих адекватную оценку технического состояния подводного трубопровода;

- получение расчетных зависимостей между контролируемыми техническими параметрами и критическим состоянием подводного трубопровода;

- выбор методов измерения контролирующих параметров и разработка устройства для реализации системы мониторинга;

- испытание и опытно-промышленная эксплуатация системы мониторинга;

- разработка методических основ принятия решений по повышению эксплуатационной надежности подводного перехода.

**Вторая глава посвящена вопросам получения расчетных зависимостей между контролируемыми техническими параметрами и критическим состоянием подводного трубопровода.**

Основными факторами, определяющими техническое состояние трубопроводов на наклонных, береговых участках, являются:

- перемещение грунтовых масс и их взаимодействие с трубопроводом;
- плано-пространственное положение и изменение (деформация) оси трубопровода под действием внутренних и внешних нагрузок;



- параметры режима перекачки транспортируемого продукта;
- механические напряжения в трубопроводе.

При этом, механические напряжения в металле труб зачастую суммируют влияние всех предыдущих факторов, тем самым, являясь контролирующим параметром безопасной работы трубопровода на наклонном участке. Температура трубопровода является дополнительным, корректирующим параметром.

На подводном участке трубопровод испытывает механическое напряжение от влияния внутреннего давления перекачиваемого продукта (и его температуры) и давления грунта. Помимо этого, на подводный трубопровод действуют гидростатическое давление воды, подъемная сила Архимеда, вес балластировочных утяжелителей и защитных отсыпок. В ряде случаев труба может испытывать механическое воздействие от ударов якорей судов, волокуш, ледохода. В агрессивной в химическом отношении среде трубопровод может испытывать химическое и электрохимическое воздействие, приводящее к коррозионным процессам.

Как показывает опыт, в процессе эксплуатации подводного трубопровода, вследствие переформирования дна и берегов (а также при ошибках проекта) может происходить размыв защитных отсыпок, оголение, всплытие и провисание отдельных участков подводного трубопровода.

Именно провисающий участок подводного трубопровода является потенциально опасным, в его пределах разрушение трубопровода наиболее вероятно. Проведенный анализ причин возникновения аварийных ситуаций на подводных трубопроводах, показал, что одной из основных причин, приводящих к разрушению, являются колебания в местах оголения и провисания труб.

При обтекании трубопровода, имеющего провисающий участок, при определенных условиях, образуются турбулентные завихрения воды (вихри Бенара - Кармана). При срыве вихрей с поверхности трубы происходит мгновенное изменение давления на ее поверхности, что дает силовой импульс, выводящий трубу из статического равновесия. Суммарное действие таких

импульсов является причиной возникновения переменной гидродинамической силы (ПГС). В результате воздействия ПГС трубопровод может войти в режим колебаний.

Упорядочивающее влияние на частоту срыва вихрей оказывает колебание трубопровода. Под воздействием колебаний срыв вихрей постепенно становится периодичным и вся система постепенно переходит в резонансный режим. При этом частота упорядоченных срывов вихрей приближается к собственной частоте колебаний трубопровода, т.е. происходит явление синхронизации или «захвата» колебаний. В резонансной области колебания трубопровода усиливаются переменной гидродинамической силой и становятся самовозбуждаемыми, колебания трубопровода будут происходить с собственной частотой трубопровода. Таким образом, получается автоколебательная система: трубопровод, задающий частоту колебаний, усилитель колебаний – переменная гидродинамическая сила (вихри, возникающие при обтекании трубопровода), ограничитель нарастания колебаний - основание цилиндра..

Для установления условий возникновения резонансных колебаний на подводных переходах необходимо проведение динамического расчета воздействия течения на трубопровод. Расчет позволяет провести анализ факторов, влияющих на возникновение явления резонанса в подводном трубопроводе, а также оценить параметры резонансных колебаний – частоту, амплитуду, изгибные моменты и напряжения, возникающие в трубе.

Для проведения расчета трубопровод рассматривается в виде упругого стержня с закрепленными концами.

При расчетах предполагаем, что в недеформированном состоянии упругая ось стержня линейна и совпадает с линией центров тяжести поперечных сечений стержня. Координатную горизонтальную ось примем в виде прямой линии.

Собственная частота колебаний  $n$  может быть рассчитана по формулам для шарнирного или жесткого закрепления концов стержня:

Для шарнирного закрепления -  
10

$$n_m = \frac{\mathcal{L}}{2l^2} \sqrt{\frac{EI}{m}}$$

Для жесткого закрепления:

$$n_x = \frac{4,73^2}{2\pi^2} \sqrt{\frac{EI}{m}}$$

где  $EI$  — изгибная жесткость трубы;  $E$  — модуль упругости,  $I$  — момент инерции поперечного сечения стержня,  $m$  — масса единицы длины трубы с продуктом и утяжелителями для надземного участка; в случае подводного участка значение  $m$  следует увеличить на присоединенную массу жидкости  $m_{пр}$ . Присоединенная масса учитывает инерционное и демпфирующее влияние воды, окружающей колеблющийся трубопровод.

Закрепление трубопровода в реальных условиях является упругим, т.е. промежуточным между шарнирным и жестким.

Податливость трубопроводов в закреплениях учитывается параметром  $k$  — коэффициентом постели грунта.

Представим расчетную схему трубопровода (рис.1) в виде, двух подземных участков  $I$  и  $III$  (полубесконечных балок на упругом основании) и среднего участка  $II$  — балки длиной  $l$  с упруго закрепленными концами.

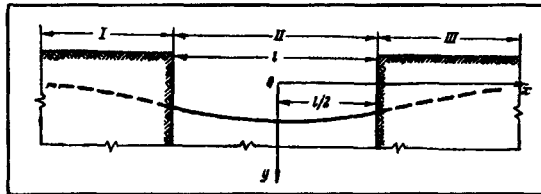


Рис.1.

Дифференциальное уравнение собственных поперечных колебаний участка  $II$  имеет вид

$$EI \frac{\partial^4 y_2}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 y_2}{\partial t^2} = 0,$$

Дифференциальное уравнение собственных колебаний подземных участков трубопровода  $I$  и  $III$  (см. рис. 2.1) как полубесконечных балок на упругом основании можно записать в виде:

$$EI \frac{\partial^4 \bar{y}_1}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 \bar{y}_1}{\partial t^2} + k D \bar{y}_1 = 0,$$

где  $k$  — коэффициент постели грунта;  $D$  — диаметр трубы.

На границе участков  $I$  и  $II$  должны выполняться условия

$$y_1 = y_2; y_1' = y_2'; y_1'' = y_2''; y_1''' = y_2''' .$$

Методика расчета частот собственных колебаний при упругом закреплении была использована для математического моделирования резонансных колебаний подводных трубопроводов. На основании расчетов собственной частоты для различных параметров трубопроводов и грунтов был построен ряд графиков. В качестве примера представлен график, полученные при  $k = 50 \text{ Н/см}^3$  (рис.2)

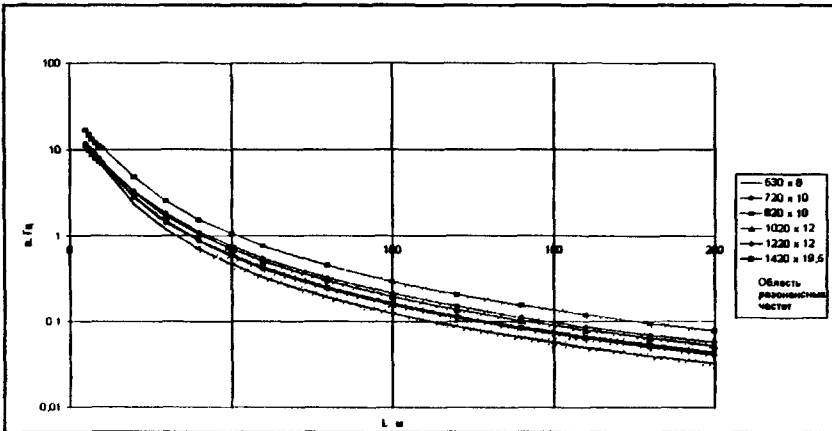


Рис 2. Графики зависимости частоты собственных колебаний подводных трубопроводов  $n$  от длины провисающего участка  $L$  при коэффициенте постели  $k = 50 \text{ Н/см}^3$  для трубопроводов различного диаметра и толщины стенки.

Крапом отмечена область резонансных частот при скорости течения реки  $v = 1 \text{ м/с}$ .

Наибольшее влияние на частоту колебаний оказывает длина провисающего участка  $L$ . Как видно из рис.2 частота колебаний трубопровода меняется от 10-20 Гц при длине провиса до 5м, до 0,05-0,1 Гц при длине провиса 200 м.

При одинаковой длине провиса собственная частота трубопроводов с большими диаметрами выше, и понижается с уменьшением диаметра.

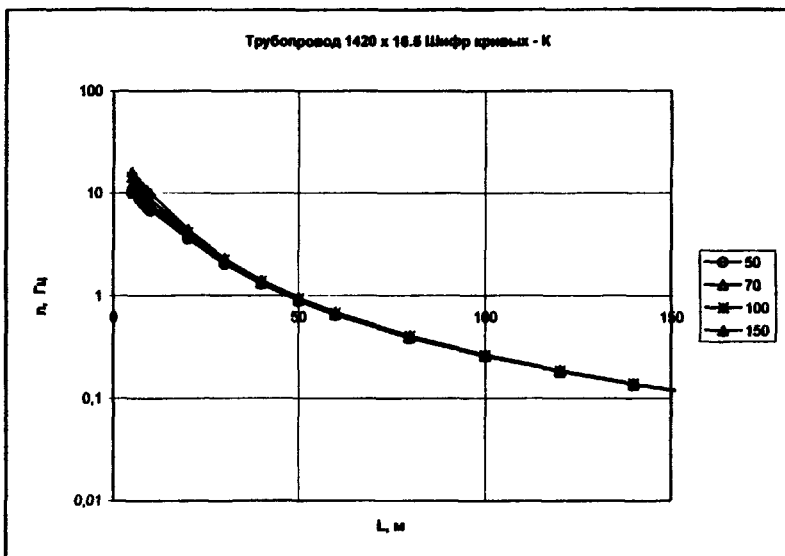


Рис.3 Графики зависимости частоты  $n$  собственных колебаний подводного трубопровода  $\varnothing$  1420 x 16.5 от длины провисающего участка  $L$  в зависимости от коэффициента постели грунта. Шифр кривых -  $k$  [Н/см<sup>2</sup>].

Рассмотрим далее вопрос о режиме резонансных колебаний трубопровода, при котором опасность разрушения наиболее вероятна.

Режим резонансных колебаний, как известно, определяется числом Струхала  $Sh$ , связывающим параметры водного потока, режим обтекания трубопровода, поперечные размеры трубопровода.

При скорости течения реки  $v=1$  м/с число Рейнольдса ( $Re$ ) в диапазоне диаметров от 530 до 1420 мм превышает  $2 \cdot 10^5$ , режим обтекания труб - критический. В этом случае диапазон чисел Струхала для резонансного режима ограничивается значениями  $Sh= 0.1 \div 0.4$ . Значения граничных частоты  $n_2$  определяются из уравнения

$$n_2 = \frac{v}{D} \cdot Sh = \frac{v}{D} (0.1 \div 0.4),$$

а соответствующие им длины провисов – по графикам зависимости  $n$  от  $L$ . На рис.2 выделена резонансная область для трубопроводов различного диаметра. Как видно из графиков, при диаметре трубопровода 530 мм резонанс можно ожидать при длине провисающего участка более 40м (частота колебаний

0,75 Гц и менее). При диаметре 1220 мм резонанс будет при длине провиса более 80м, при диаметре 1420 мм – более 90м (граничная частота колебаний – 0,32 Гц и 0,28 Гц соответственно). Максимальные длины провиса для всех диаметров трубопроводов превышает 200м (нижние граничные частоты – 0,05 Гц и ниже).

Результаты расчетов значений резонансных частот и соответствующих длин провисов трубопроводов  $L$  в зависимости от диаметров труб и скорости течения водного потока  $v$  с учетом чисел Струхалия  $Sh=0.1 - 0.4$  представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Трубопровод	$V = 0,5 \text{ м/с}$		$V = 1 \text{ м/с}$		$V = 2 \text{ м/с}$	
	п, Гц	L, м	п, Гц	L, м	п, Гц	L, м
530 x 8	0,38 - 0,05	56 - 160	0,75 - 0,04	40 - >200	1,51 - 0,19	28 - 82
720 x 10	0,28 - 0,03	76 - 200	0,56 - 0,03	53 - >200	1,11 - 0,14	35 - 112
820 x 10	0,24 - 0,03	82 - >200	0,49 - 0,02	56 - >200	0,98 - 0,12	38 - 122
1020 x 12	0,20 - 0,02	99 - >200	0,39 - 0,02	78 - >200	0,78 - 0,09	47 - 150
1220 x 20	0,16 - 0,02	118 - >200	0,33 - 0,02	83 - >200	0,66 - 0,08	54 - 168
1420 x 20	0,14 - 0,02	145 - >200	0,28 - 0,01	98 - >200	0,56 - 0,07	73 - >200

Для оценки формы изгибов  $X_1(x)$  при колебаниях были рассмотрены две модели – с жестким и шарнирным закреплением концов провисающего трубопровода. Расчет форм проводился с использованием уравнения А.Н. Крылова:

$$X_1(x) = C_1 \sin(\lambda x / l) + C_2 \cos(\lambda x / l) + C_3 \text{sh}(\lambda x / l) + C_4 \text{ch}(\lambda x / l),$$

Численные значения параметров  $\lambda_0, C'_1, C'_2, C'_3, C'_4, I_1, I_2$  выбираются из таблицы 2.

Таблица 2.

	$\lambda_0$	$C'_1$	$C'_2$	$C'_3$	$C'_4$	$I_1$	$I_2$
Для шарнирно-опертой балки	3,142	1	0	0	0	0,6366	0,5
Для балки с заделанными концами	4,730	1	-1,0178	-1	-1,0178	0,8445	1,0359

Как видно из полученных графиков (рис.4) при жестком закреплении концов трубопровода амплитуда колебаний в средней части стрелы прогиба в 1,6 раза превышает амплитуду при шарнирном закреплении трубопроводов.

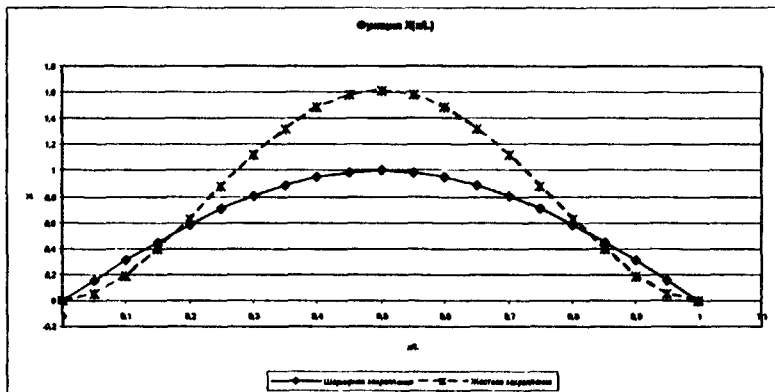


Рис.4. Форма изгиба стержня при шарнирном и жестком закреплении концов.

Полученные графики  $X(x)$  ограничивают область возможных изгибов трубопроводов в зависимости от коэффициентов постели грунта – от  $k=0$  (шарнирное закрепление) до  $k \rightarrow \infty$  (жесткое закрепление). Максимальное значение функции  $X$  стрелы прогиба трубопровода составляет от 1 (шарнирное закрепление) до 1,61 (жесткое закрепление). Для практических расчетов можно принять величину максимального прогиба  $X = 1,3$ .

Изгибающие моменты находим согласно:

$$M(x) = EI y''(x)$$

а напряжения в любом сечении трубопровода:

$$\sigma = \frac{S}{F} \pm \frac{M(x)}{W},$$

где  $F$  и  $W$  — площадь и момент сопротивления сечения трубы.

Результаты расчетов амплитуды прогиба трубопровода и напряжения трубопровода при изменении длины провиса приведены на рис.5 и 6.

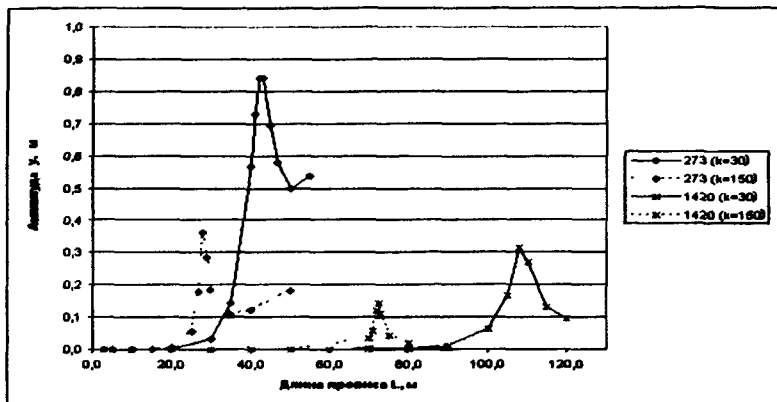


Рис 5. Графики зависимости амплитуды колебаний провисающих трубопроводов от величины длины провиса, полученные по формуле (2.23). Диаметры трубопроводов 273 мм и 1420 мм, при коэффициентах постели грунта  $k=30 \text{ Н/см}^2$  и  $k=150 \text{ Н/см}^2$ .

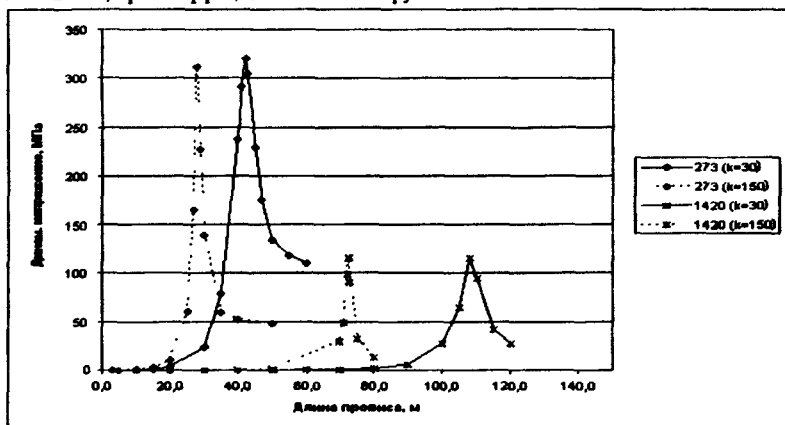


Рис 6. Графики зависимости динамического напряжения колебаний провисающих трубопроводов от величины длины провиса, полученные по формуле (3.27). Диаметры трубопроводов 273 мм и 1420 мм, при коэффициентах постели грунта  $k=30 \text{ Н/см}^3$  и  $k=150 \text{ Н/см}^3$ .

Так для трубопровода диаметром 273 мм. И  $k=30 \text{ Н/см}^3$  при длине провиса  $L$  менее 30 м провисающий трубопровод находится в режиме вынужденных колебаний с амплитудой  $Y$  менее 0,05 м. При увеличении  $L$  до 42 м собственные колебания трубопровода синхронизируют частоту воздействия водного потока (явление «захвата» колебаний), система переходит в резонансный режим. Амплитуда  $Y$  увеличивается до 0,85 м, динамическое



напряжение  $\sigma$  – до 320 МПа. При увеличении провиса  $L$  амплитуда  $Y$  уменьшается, но остается значительной (0,5м), как и  $\sigma$  (100 МПа).

В третьей главе проведено обоснование технических решений и рассмотрены общие технические требования к измерительному модулю, который должен обеспечить измерение следующих контролируемых параметров:

- статической деформации металла стенки трубопровода в диапазоне не менее  $\pm 300000$  О.Е.Д, что перекрывает диапазон относительной деформации, возникающей при механической нагрузке в диапазоне от 0 до 700 МПа;

- контроль частоты динамической составляющей деформации в диапазоне от 0 до 50 Гц, возникающей при вибрации оголенного участка трубопровода под воздействием потока воды;

- измерение температуры стенки трубопровода в диапазоне от -10 до +45 град. С, что перекрывает рабочий диапазон температур работающего трубопровода;

- измерение защитного потенциала катодной защиты в диапазоне от 0 до - 5В, что перекрывает величину потенциалов, нормируемых критерием защищенности (от -0,85 до -3,5В);

- измерение силы тока катодной защиты протекающего в трубопроводе в диапазоне от 0 до 25А.

Исходя из основной задачи мониторинга, способы измерения указанных параметров должны, прежде всего, позволять производить их преобразование в физические величины, пригодные для передачи на значительное расстояние с последующей компьютеризированной обработкой и накоплением. Вторым важным требованием к способам измерений является их технологичность и стойкость к воздействиям внешних факторов действующего трубопровода. Еще одним немаловажным требованием является временная стабильность технических характеристик первичных и вторичных преобразователей преобразования.

Как показывает анализ методов контроля напряженно-деформированного состояния, наибольшее соответствие общим исходным требованиям представляет метод тензометрии.

В общем случае метод тензометрирования позволяет определять не абсолютные, а относительные напряжения в действующем трубопроводе, так как датчики монтируются, как правило, на трубы находящиеся под нагрузкой. Поэтому напряжение можно оценивать, например, относительно разгруженного состояния трубопровода при его плановой остановке.

Для оценки состояния изоляционного покрытия и защищенности металла трубопровода необходимо обеспечить контроль над изменением тока, протекающего в трубопроводе с одновременной регистрацией защитного потенциала «труба-земля».

Величину силы тока в трубопроводе измеряют косвенно по изменению падения напряжения на определенном участке длины трубопровода (обычно 30-50м.).

Для проведения долговременных измерений применяются электроды специальной конструкции, обеспечивающей стабильность физико-химических свойств электролита  $\text{CuSO}_4$  в течение времени.

Конструктивное решение измерительного модуля для системы мониторинга технического состояния трубопровода должно, прежде всего, обеспечивать полное соответствие его технических характеристик проектным решениям участка трубопровода. К таким характеристикам можно отнести: геометрические характеристики (диаметр, толщина стенки), механические свойства материала, прочностные и физико-химические свойства металла. С учетом этого условия, в качестве основы конструкции измерительного модуля выбран патрубок, выполненный из трубы основного трубопровода, на котором планируется проведение мониторинга. Такой патрубок, разработанный при участии автора, оснащенный измерительным модулем, назван **измерительным патрубком (ИП)**.

Измерительный патрубок (рис.7) состоит из отрезка трубы диаметром  $d$ , (соответствующим диаметру контролируемого трубопровода), длиной  $L$ ,

определяемой из условий отсутствия влияния краевых эффектов на показания первичных преобразователей.

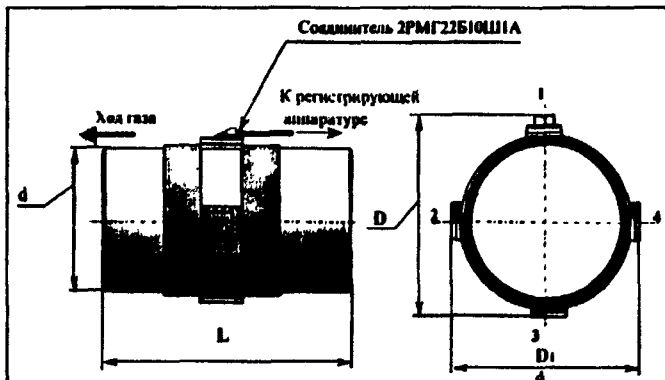


Рис. 7.

Первичные преобразователи (тензорезисторы, термосопротивления) и вторичные преобразователи располагаются в герметизирующих карманах 1,2,3,4, расположенных во взаимно перпендикулярных направлениях.

Для обеспечения мониторинга действующего участка трубопровода измерительный патрубок должен устанавливаться в трубопровод в период строительства или плановой остановки. (Рис. 8.)

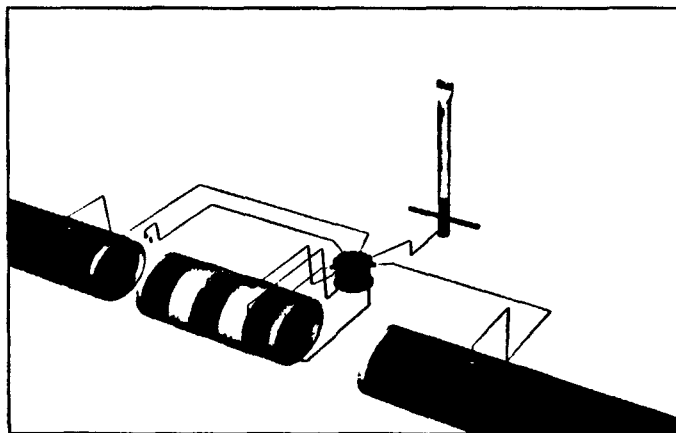


Рис.8.

При этом дополнительно происходит снятие существующих нагрузжений в трубопроводе, а после монтажа ИП в показаниях величины механических напряжений будут учитываться строительно-монтажные нагрузки.

При таком подходе проблемы, связанные с обеспечением специальных требований к герметичности и стойкости первичных преобразователей к внешним воздействиям, возникающие при применении метода тензометрирования в полевых условиях, решаются радикальным способом за счет переноса работ по монтажу датчиков на патрубок в заводские условия, где реализуются недоступные в трассовых условиях технологии.

В четвертой главе приводится описание объекта экспериментальных работ, в качестве которого выбран девяти ниточный подводный переход трубопроводов через реку Кама, являющийся одним из наиболее потенциально опасных участков Ужгородского коридора.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций на данных участках газопроводов, в качестве дополнительной меры защиты, проектом предусмотрена система мониторинга технического состояния трубопроводов на базе измерительных патрубков с выводом результатов контроля на центральный пульт диспетчерского управления ООО "Пермтрансгаз". Выбор мест установки измерительных патрубков определялся на основании расчетов критических сечений трубопровода программой «ПРУТ» по результатам геодезической съемки его профиля.

Для обеспечения передачи данных измерений контролирующих параметров на пульт диспетчера предусмотрена интеграция системы мониторинга подводного перехода с действующей системой телемеханики Чайковского ЛПУ. (Рис.9.) Передача данных от ИП осуществляется через выделенный канал связи на диспетчерский пункт и рабочее место инженера по диагностике трубопроводов.

Измерительные патрубки, установленные на двух нитках трубопроводов обеспечивает измерение следующих контролирующих параметров:

- уровня статической составляющей НДС в двух точках трубопровода

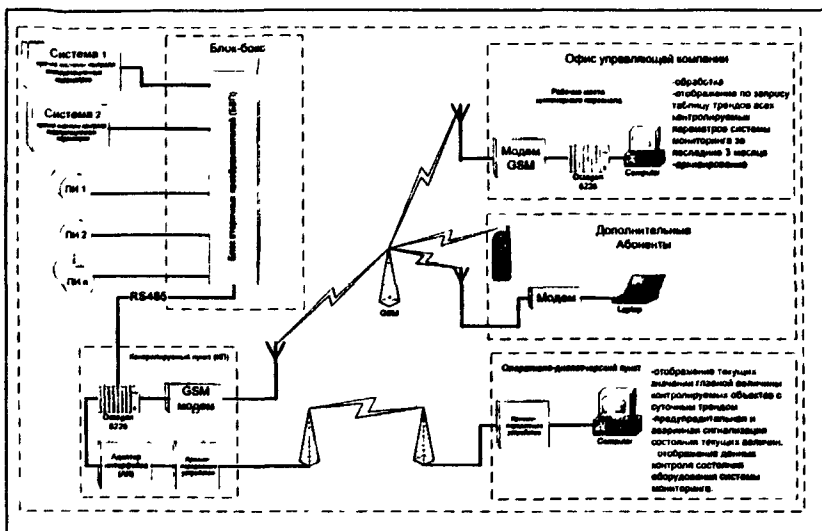


Рис. 9.

(начало склона и приузрезный участок) для контроля механических напряжений, возникающих при воздействии оползня;

- уровня динамической составляющей НДС в приузрезном участке трубопровода для контроля наличия провисов в русловой части трубопровода и оценки опасности параметров его колебаний;

- уровня потенциалов труба – земля и силы тока протекающего в трубопроводе для оценки состояния изоляционного покрытия трубопровода и его защищенности от почвенной коррозии средствами электрохимической защиты.

Опытно-промышленная эксплуатация системы мониторинга технического состояния трубопроводов 4 и 5 нитки подводного перехода через реку Кама начата во 2 квартале 2004 года. За прошедший период времени накоплена информация об изменениях параметров, характеризующих техническое состояние трубопроводов в различных режимах их эксплуатации. На рисунке 10 представлены изменения величины продольных напряжений резервной нитки газопровода Уренгой-Центр1 при различных режимах транспорта газа. Наличие колебаний трубопровода не обнаружено.

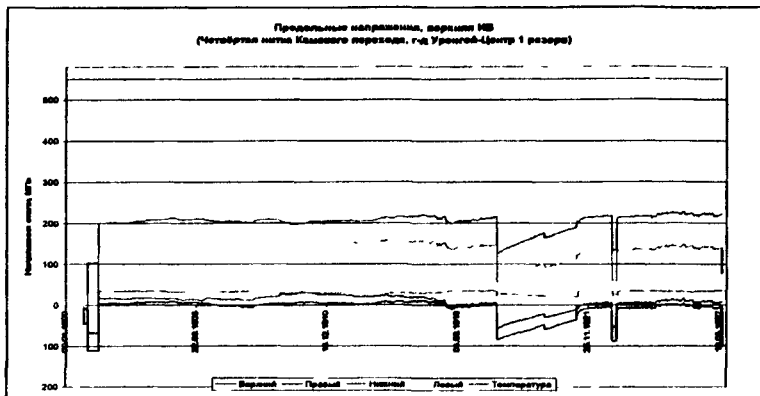


Рис.10.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Проведенные теоретические и практические исследования позволяют сформулировать выводы, дающие основание для построения системы мониторинга подводных трубопроводов:

1. Оценка технического состояния потенциально опасного участка подводного трубопровода может осуществляться на основании рационального сочетания натурального и расчетного методов.

2. В качестве контролирующего параметра для оценки технического состояния берегового участка подводного трубопровода может быть принят уровень механических напряжений в металле трубопровода. Температура трубопровода является дополнительным, корректирующим параметром.

3. Наиболее опасным состоянием для размытого участка подводного трубопровода является состояние, при котором возникают резонансные колебания. Возникающие при резонансе изгибы провисающего участка трубопровода существенно увеличивают динамические нагрузки, а также ускоряют усталостную деструкцию металла.

4. В качестве контролирующего параметра для оценки технического состояния подводного участка трубопровода может быть принята частота его

колебаний, рассчитываемая для конкретных условий. Скорости течения водяного потока является корректирующим параметром. В целом, для различных трубопроводов резонансные частоты попадают в интервал от 0,01 Гц до десятка герц.

5. При скорости течения рек от 0,5м/сек. и выше режим обтекания трубопроводов диаметром более 500м в большинстве случаев критический, следовательно, появление резонансного режима колебаний трубопровода весьма вероятно.

6. Для мониторинга степени оголения изоляционного покрытия контролируемого участка подводного трубопровода, в качестве контролирующих параметров можно выбрать значение силы тока, натекающего на участок трубопровода и смещении защитного потенциала трубопровода в точке.

7. Система мониторинга технического состояния потенциально опасного участка трубопровода может быть построена на базе «измерительных патрубков», а проведенные расчеты могут служить критериальной основой оценки его технического состояния.

#### **Список опубликованных работ автора по теме диссертации.**

1. Дистанционный контроль удаленных объектов. //Газовая промышленность, -1992.- № 3.- С. 20-21. (соавтор Прохожаев О.Т)

2. Измерительная вставка для контроля НДС трубопровода //в сб. трудов «Диагностика 2000» десятая юбилейная международная деловая встреча. – М.: - ИРЦ Газпром, - 2000. – С.146-148. (соавторы Егоров И.Ф. Прохожаев О.Т., Семенюга В.В., и др.)

3. Аналитические подходы к решению задачи прогнозирования безаварийной эксплуатации ЛЧМГ //в сб. трудов «Диагностика 2001» одиннадцатая международная деловая встреча. – М.: - ИРЦ Газпром, - 2001.- С.50-63. (соавторы Халиков Р.Р., Кузнецов А.Н.)

4. Концепция мониторинга потенциально опасных участков трубопроводов с применением «интеллектуальных вставок» // в сб. трудов «Диагностика 2002» двенадцатая международная деловая встреча. – М.: -ИРЦ Газпром, - 2002. - С.15-18. (соавторы Егоров И.Ф., Прохожаев О.Т., Усошин В.А., и др.).

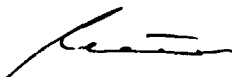
5. Особенности конструкции и подготовки патрубков для «интеллектуальных вставок» //в сб. трудов «Диагностика 2002» двенадцатая международная деловая встреча. – М.; - ИРЦ Газпром, – 2002. - С.33-35. (соавторы Михайлюк С.В., Прохожаев О.Т., Семенюга В.В., и др.).

6. «Интеллектуальная вставка» для контроля напряженно-деформированного состояния стальных трубопроводов. //Наука и техника в газовой промышленности -2003. № 1(13), - С. . (соавтор Салюков В.В).

7. Организация мониторинга газопровода «Россия-Турция» //в сб. трудов «Диагностика 2004» четырнадцатая международная деловая встреча. – М.: - ИРЦ Газпром, - 2004. - С.156-163. (соавторы Баканов Ю.И., Прохожаев О.Т., Шабля С.Г., и др.)

8. Способ дистанционного контроля и диагностики состояния конструкций и устройство для его осуществления. Патент №2247958. (РФ). – М.; - 2004. (соавторы Егоров И.Ф., Прохожаев О.Т., Попенко А.Н., Усошин В.А., Семенюга В.В., Михайлюк С.В.).

Соискатель



Н.Г.Петров



---

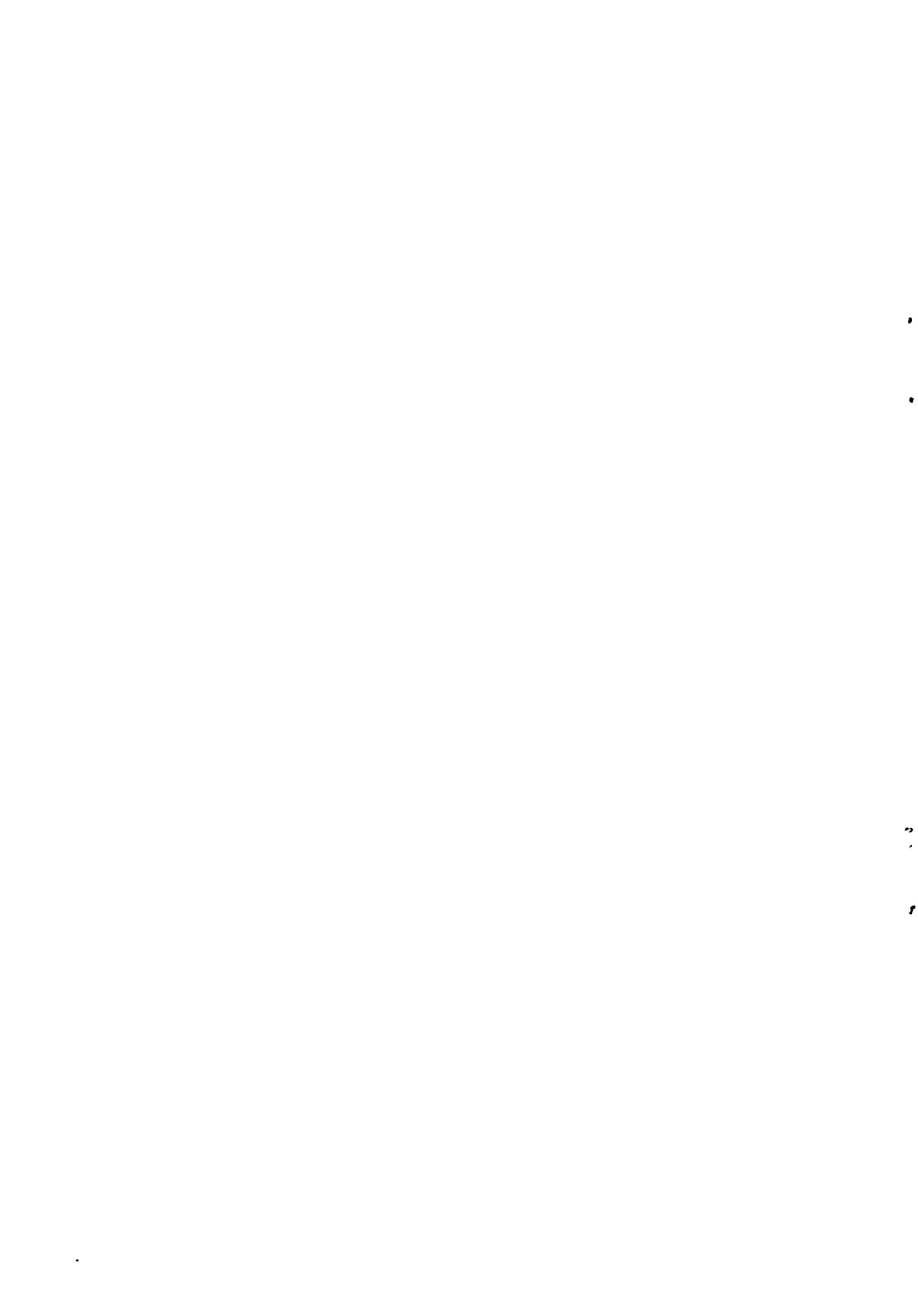
Подписано в печать  
Объем

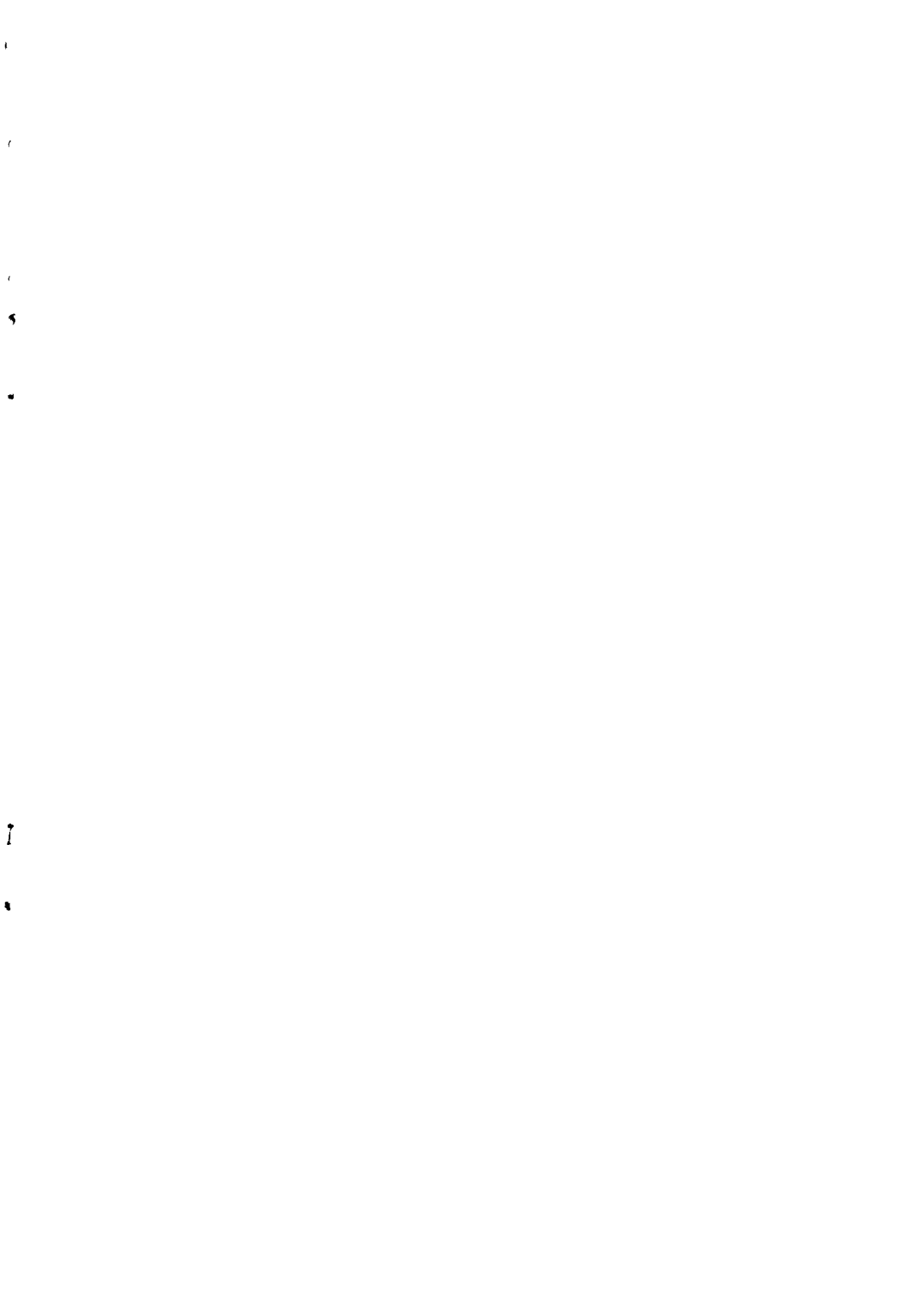
Формат 60х90/16  
Тираж 100

Заказ 540

---

119991, Москва, Ленинский просп. ,65  
Отдел оперативной полиграфии  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина





**№ 11565**

РНБ Русский фонд

2006-4

8384