

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Д.М. Ляпичев
А.С. Лопатин

Мониторинг технического состояния газопроводов



РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина



Авторы выражают признательность
и благодарность ПАО «Газпром»
за поддержку и участие в издании
настоящего учебного пособия
для студентов ВУЗов
нефтегазового профиля

D.M. Lyapichev, A.S. Lopatin

**CONDITION
MONITORING OF
GAS PIPELINES**

A Textbook



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**

**РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
2021**

Д.М. Ляпичев, А.С. Лопатин

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Учебное пособие

*Рекомендовано ученым советом
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
в качестве учебного пособия для студентов
образовательных организаций высшего образования,
обучающихся по направлению подготовки 21.04.01
«Нефтегазовое дело»
(уровень магистратура)*



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
2021

УДК 622.691.4
ББК 39.76
Л97

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор *В.А. Иванов*
(Тюменский индустриальный университет);
доктор технических наук *М.В. Чучкалов*
(ООО «Газпром трансгаз Казань»)

Ляпичев Д.М., Лопатин А.С.

Л97 **Мониторинг технического состояния газопроводов:**
Учебное пособие. – М.: Российский государственный
университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губ-
кина, 2021. – 216 с.: ил.
ISBN 978-5-91961-389-3

Рассматриваются вопросы мониторинга технического состояния газопроводов. Подробно изложены основные теоретические положения мониторинга технического состояния трубопроводов различными методами, обобщается практический опыт мониторинга.

Для студентов, обучающихся по направлению 21.04.01. «Нефтегазовое дело», аспирантов, слушателей системы дополнительного профессионального образования, а также специалистов, занимающихся проблемами диагностического обслуживания трубопроводов.

УДК 622.691.4
ББК 39.76

ISBN 978-5-91961-389-3 © Ляпичев Д.М., Лопатин А.С., 2021
© Российский государственный университет нефти
и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021
© Голубев В.С., оформление серии, 2007

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, первый протяженный трубопровод для транспортировки углеводородного сырья в Российской империи был спроектирован в 1878 г. великим русским инженером В.Г. Шуховым по заказу компании «Братья Нобель».

Главной причиной сооружения этого небольшого, по нынешним меркам, трубопровода (длина – 10 км, диаметр – 76,2 мм) явилась его огромная технико-экономическая эффективность по сравнению с традиционным на тот момент способом транспорта – гужевым.

В своей фундаментальной работе «Трубопроводы и их применение к нефтяной промышленности», опубликованной в журнале «Вестник промышленности» в 1884 г., В.Г. Шухов привел расчет и методику оценки технико-экономической эффективности трубопроводного транспорта, с помощью которых ему удалось не только блестяще обосновать эффективность строительства конкретного трубопровода, но и заложить общие основы оценки экономической эффективности трубопроводного транспорта.

Уже тогда, в 1884 г., инженер Шухов понимал, что значительную часть себестоимости транспорта углеводородов будут составлять затраты на обслуживание трубопроводов, что нашло отражение в ключевой формуле его методики – выражении для определения стоимости транспорта продукта.

В настоящее время в России эксплуатируется более 250 тыс. км магистральных трубопроводов, и расходы на их обслуживание составляют колоссальные суммы, а их оптимизация является одной из основных задач для всех организаций-операторов трубопроводов.

Одну из основных статей затрат на обслуживание трубопроводов составляют расходы на их техническое диагно-

стирование: совокупные расходы по этой статье исчисляются миллиардами рублей.

Очевидно, что оптимизация затрат на техническое диагностирование газопроводов путем бездумного сокращения объемов выполняемых работ приведет к снижению безопасности газопроводов для человека и окружающей среды и, как следствие, к увеличению числа аварий и отказов, а также других негативных последствий.

Вместе с тем возможна разумная оптимизация затрат благодаря внедрению новых технологий и средств технического диагностирования, бурное развитие которых наблюдается в последние годы.

Одним из наиболее перспективных направлений такого развития является внедрение новой концепции диагностического обслуживания газопроводов, сущность которой заключается в переходе от периодических работ по разрушающему контролю трубопроводов различными методами к комплексному автоматизированному мониторингу их состояния. Основы такого подхода были заложены при создании отраслевой системы диагностического обслуживания магистральных газопроводов при непосредственном участии АО «Газпром энергетогаз» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина [1, 2]. Учеными и специалистами этих организаций внесен основной вклад в создание многоуровневой системы подготовки кадров в области диагностики газотранспортных систем [3, 4], создано ее учебно-методическое обеспечение [5–13 и др.].

Предлагаемое пособие является обобщением и дальнейшим развитием этих работ.

Авторы выражают благодарность за помощь в подготовке материалов АО «Газпром энергетогаз» и персонально коллективам отдела прочности и надежности СУ «Леноргэнергетогаз», отдела динамики и прочности ИТЦ «Оргтехдиагностика», отдела разработки систем мониторинга СУ «Кубаньоргэнергетогаз».

Глава 1

ГАЗОПРОВОД КАК ОБЪЕКТ МОНИТОРИНГА

1.1. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

На протяжении всего жизненного цикла газопроводы подвергаются широкому спектру нагрузок и воздействий, классификация которых по одному признаку затруднена, что привело к существованию множества различных их классификаций (таблицы 1.1, 1.2).

В рамках настоящего пособия предлагается не принимать какую-либо из известных классификаций, а использовать подход, аналогичный изложенному в классической работе А.Г. Камерштейна [14]: последовательно рассмотреть все основные нагрузки и воздействия с целью определения степени их влияния на возможность перехода трубопровода в предельное состояние.

Учитывая многообразие конструктивных исполнений, а также различные условия эксплуатации газопроводов, при анализе влияния нагрузок и воздействий на их несущую способность следует воспользоваться не только результатами экспериментальных исследований, но и научно обоснованными подходами теории механики деформируемого твердого тела [15].

Известно, что нагружение металла приводит к его деформации и возникновению и/или перераспределению в нем внутренних усилий, для характеристики которых удобно воспользоваться удельной величиной – механическими напряжениями.

Рассмотрим твердое тело произвольной формы, на которое действуют внешние силы $F_1, F_2, \dots, F_N$ (рисунок 1.1, а).

Таблица 1.1

Нагрузки и воздействия на МГ по СНиП 2.05.06–85 [16]

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода	
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и устройств	+	+
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+
	Давление (вес) грунта	+	–
	Гидростатическое давление воды	+	–
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+
	Масса продукта или воды	+	+
	Температурные воздействия	+	+
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+
Кратковременные	Снеговая нагрузка	–	+
	Ветровая нагрузка	–	+
	Гололедная нагрузка	–	+
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	–
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающиеся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов при замачивании или вечномёрзлых грунтов при оттаивании)	+	+
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	–

Таблица 1.2

Классификация нагрузок и воздействий, предложенная в СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [17]

Характер нагрузок и воздействий	Нагрузка и воздействие
Функциональные	Внутреннее давление
	Температурные воздействия
	Весовые нагрузки
	Упругий изгиб трубопровода
Природные	Грунтовые, вызванные пучением и просадками грунта или неравномерной осадкой, оползнями и др.
	Нагрузки от ветра, снега или обледенения (для надземных трубопроводов)
	Нагрузки от автомобильного и железнодорожного транспорта
	Нагрузки от возможного смещения конструкций трубопровода
Строительные	Собственный вес испытательной среды
	Нагрузки при хранении и транспортировке труб и трубных плетей
Случайные	Сейсмическое воздействие
	Взрыв
	Внезапная разгерметизация
	Пожар
	Нестационарный режим эксплуатации
	Механические повреждения

Мысленно рассечем тело произвольной плоскостью на две части, отбросим одну из частей и рассмотрим оставшуюся. Для того, чтобы компенсировать отсутствие отброшенной части, заменим ее действие на оставшуюся часть внутренними силами.

Рассмотрим точку M , лежащую на поверхности разреза. Выделим в сечении тела площадку ΔP , контур которой окружает выбранную точку. Результирующую внутренних сил, действующих на площадку, обозначим вектором R . Разделим R на ΔP и получим новый вектор – σ^* , который называют средним напряжением на площадке ΔP (см. рисунок 1.1, б).

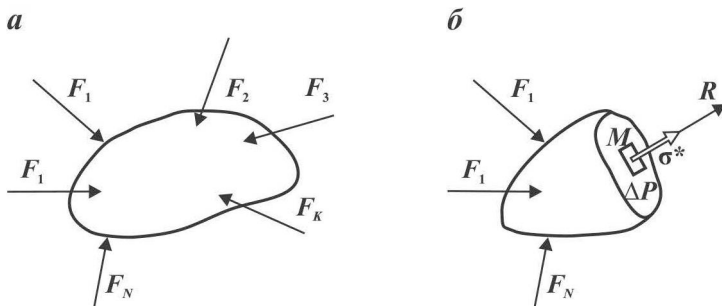


Рисунок 1.1. Твердое тело под действием внешних сил (а) и напряжения в окрестности точки M (б) данного тела

Если начать стягивать площадку ΔP к точке M , то вектор σ^* будет меняться как по величине, так и по направлению. Предел отношения результирующих внутренних сил к величине площадки ΔP при ее стягивании в точку M называют истинным напряжением в точке M :

$$\sigma = \lim_{\Delta P \rightarrow 0} \frac{R}{\Delta P}. \quad (1.1)$$

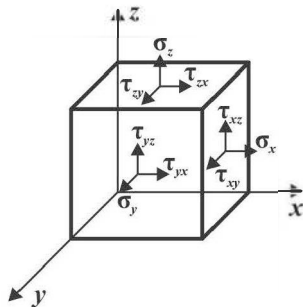
Если провести любое другое сечение, проходящее через точку M , и определить величину напряжения на площадке данного сечения, то величина вектора напряжения будет отличаться от полученной ранее.

Учитывая, что через одну точку может проходить бесконечное множество сечений, может быть найдено бесконечное число векторов истинных напряжений для выбранной точки. Совокупность всех этих векторов характеризует *напряженное состояние* в выбранной точке.

Напряженное состояние выбранной точки тела в общем случае однозначно определяется тензором напряжений (рисунок 1.2):

$$T_\sigma = \begin{vmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{vmatrix}, \quad (1.2)$$

Рисунок 1.2. Графическое изображение тензора напряжений



где $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ – нормальные, а $\tau_{xy}, \tau_{yx}, \tau_{zy}, \tau_{yz}, \tau_{zx}, \tau_{xz}, \tau_{yz}, \tau_{zy}$ – касательные напряжения на элементарных площадках, перпендикулярных к координатным осям x, y, z ; (σ_{ij} – обозначение компонент тензора напряжений, принятое в ряде работ по механике деформируемого твердого тела, $i = 1, 2, 3; j = 1, 2, 3$), размерность напряжений в системе СИ – Н/м^2 (Па).

Из курса сопротивления материалов известно, что можно подобрать направление координатных осей таким образом, что на перпендикулярных им элементарных площадках касательные напряжения будут равны нулю, при этом тензор напряжений принимает следующий вид:

$$T_{\sigma} = \begin{vmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{vmatrix}, \quad (1.3)$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – главные напряжения, при этом обозначения выбраны так, что $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.

В качестве характеристики *деформированного состояния* металла при малых перемещениях используется тензор деформаций:

$$T_{\epsilon} = \begin{vmatrix} \epsilon_x & \frac{1}{2}\gamma_{xy} & \frac{1}{2}\gamma_{xz} \\ \frac{1}{2}\gamma_{yx} & \epsilon_y & \frac{1}{2}\gamma_{yz} \\ \frac{1}{2}\gamma_{zx} & \frac{1}{2}\gamma_{zy} & \epsilon_z \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \epsilon_{11} & \epsilon_{12} & \epsilon_{13} \\ \epsilon_{21} & \epsilon_{22} & \epsilon_{23} \\ \epsilon_{31} & \epsilon_{32} & \epsilon_{33} \end{vmatrix}, \quad (1.4)$$

где $\epsilon_x, \epsilon_y, \epsilon_z$ – деформации в направлении нормалей к площадкам; $\frac{1}{2}\gamma_{yx}, \frac{1}{2}\gamma_{yz}, \frac{1}{2}\gamma_{zx}, \frac{1}{2}\gamma_{zy}$ – сдвиговые деформации;

ε_{ij} – обозначение компонентов тензора деформаций, аналогичное обозначению σ_{ij} .

Так же, как и тензор напряжений, тензор деформаций симметричен и может быть приведен к главным осям, когда сдвиговые деформации на площадках, перпендикулярных к осям, будут равны нулю:

$$T_\varepsilon = \begin{vmatrix} \varepsilon_1 & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon_2 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_3 \end{vmatrix}. \quad (1.5)$$

Таким образом, аналогично напряженному, деформированное состояние в точке также может быть однозначно охарактеризовано тремя независимыми величинами.

Напряжения и деформации связаны между собой, при этом характер этой зависимости определяется свойствами конкретного материала, и может быть определен только путем экспериментальных исследований.

Для конструкционных сталей характер такой зависимости меняется при различной величине деформаций. В области малых деформаций (до 0,2–0,5 %) зависимость близка к линейной, а при больших деформациях имеет более сложный вид.

Линейная зависимость между деформациями и напряжениями называется законом Гука в честь английского физика Роберта Гука, впервые экспериментально установившего прямую пропорциональность между перемещениями закрепленного стержня и приложенными к нему силами.

В общем случае (для объемного напряженного состояния) закон Гука имеет вид:

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{1}{E} (\sigma_1 - \mu (\sigma_2 + \sigma_3)) \\ \varepsilon_2 = \frac{1}{E} (\sigma_2 - \mu (\sigma_3 + \sigma_1)), \\ \varepsilon_3 = \frac{1}{E} (\sigma_3 - \mu (\sigma_1 + \sigma_2)) \end{cases} \quad (1.6)$$

где E , μ – константы, определяемые свойствами материала. Для конструкционных сталей модуль Юнга $E = (1,85 \div 2,2) \cdot 10^{11}$ Па, а коэффициент Пуассона $\mu = 0,27 \div 0,31$.

Для линейного напряженного состояния ($\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$) закон Гука принимает следующий вид:

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \frac{\sigma_1}{E} \\ \varepsilon_2 = \varepsilon_3 = -\mu \cdot \varepsilon_1 \end{cases} \quad (1.7)$$

Как видно, модуль Юнга является коэффициентом пропорциональности между величиной линейной деформации и осевой компоненты напряжения, а коэффициент Пуассона связывает величину деформации в направлении действия напряжения с деформацией по двум другим осям.

Как уже говорилось, закон Гука для конструкционных сталей описывает связь деформаций и напряжений только в области малых деформаций. При больших деформациях эта связь не является линейной и может быть аппроксимирована уравнениями различного вида, например [18]:

$$\sigma = \sigma_m \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_m} \right)^m, \quad (1.8)$$

где σ_m и ε_m – напряжение и деформация в начале текучести (предел текучести и деформация на пределе текучести), Па; m – характеристика упрочнения материала ($0 \leq m \leq 1$).

Учитывая, что напряженное и деформированное состояния в точке связаны между собой, часто используется термин *напряженно-деформированное состояние* (НДС), которое в точке характеризуется шестью независимыми величинами – тремя главными напряжениями и тремя главными деформациями.

При проектировании большинства технических устройств и сооружений форма и размеры их частей и узлов подбираются таким образом, чтобы при номинальном режиме эксплуатации НДС конструкции находилось в области действия закона Гука. Для этого необходимо иметь данные о реальных механических характеристиках мате-

риала, в частности, о той величине напряжений, выше которой закон Гука неприменим. А для конструкций, при работе которых допускаются большие деформации, необходимо знание о критичном для ее элементов НДС (чаще всего НДС, при котором разрушается хотя бы один из ее элементов).

В настоящее время механические характеристики материалов и прочностные характеристики конструкций определяются путем испытаний, которых существует достаточно большое множество.

Ниже перечислены некоторые из используемых классификаций механических испытаний:

- по внешним условиям (лабораторные, внелабораторные /полевые);
- по виду образцов (сравнительные испытания стандартных образцов, модельные испытания, натурные испытания);
- по виду нагружения (статические, циклические ударные);
- по схеме нагружения (растяжение, сжатие, изгиб, кручение и т.п.);
- по создаваемому в рабочей части образца напряженному состоянию (одноосное, сложное);
- по температуре образца (при низких температурах, при низких климатических температурах, в нормальных условиях, при повышенных температурах).

При проведении работ по исследованию несущей способности трубопроводов, как правило, применяют следующие методы механических испытаний:

- статические лабораторные (испытание на одноосное растяжение, трехточечный изгиб, четырехточечный изгиб, двухосный изгиб, кручение, испытания образцов с трещинами для определения характеристик статической трещиностойкости и др.);
- статические внелабораторные (испытания плети труб внутренним давлением, испытания труб внутренним давлением и изгибом и др.);
- ударные (ударный изгиб при нормальных, пониженных и повышенных температурах, испытание падающим грузом, испытания на сопротивляемость протяженному разрушению труб и др.);

– циклические (циклическое нагружение стандартных образцов, циклическое нагружение модельных образцов, циклическое нагружение труб внутренним давлением и др.).

Полный комплекс испытаний проводится, как правило, только при разработке новых марок стали для трубопроводов. При определении объема проводимых исследований для труб, применяемых для строительства газопроводов, руководствуются требованиями действующей отраслевой нормативной документации и федеральными нормативно-правовыми актами в области технического регулирования и промышленной безопасности.

Для труб магистральных газопроводов действующие нормативные документы регламентируют требования к следующим прочностным характеристикам:

- временное сопротивление σ_B ;
- условный предел текучести $\sigma_{0,2}$;
- физический предел текучести σ_T ;
- отношение σ_T/σ_B ($\sigma_{0,2}/\sigma_B$);
- относительное удлинение δ_5 ;
- ударная вязкость KCV и KCU;
- доля вязкого излома при испытаниях падающим грузом;
- испытательное давление (без осевого подпора).

Величины σ_B , $\sigma_{0,2}$, σ_T , δ_5 являются основными при оценке несущей способности трубопроводов без дефектов и определяются путем механических испытаний образцов металла на одноосное растяжение (далее – растяжение), которое следует рассмотреть подробнее.

Испытание на растяжение является старейшим среди всех экспериментальных методов механических испытаний. При их проведении образец, вырезанный из листа металла (или трубы после ее формовки), помещается в специальную испытательную машину, которая, как минимум, должна быть оснащена:

- механизмом для нагружения образца;
- устройствами для фиксации величины прикладываемого усилия и определения удлинения образца под действием нагрузки.

Нагружение образца осуществляется за счет передвижения одного из захватов испытательной машины (рисунок 1.3).

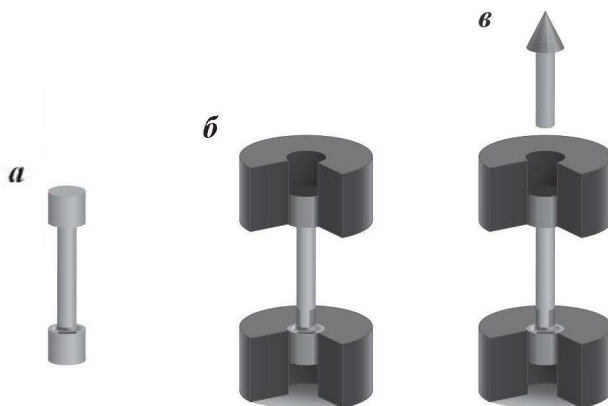


Рисунок 1.3. Схема нагружения образца при растяжении:

a – испытуемый образец; *б* – образец в захватах испытательной машины; *в* – схема нагружения: перемещение верхнего захвата при неподвижном нижнем

При растяжении образца испытательной машиной строится диаграмма в координатах «приложенная нагрузка – удлинение образца» (рисунок 1.4). Такие диаграммы на-

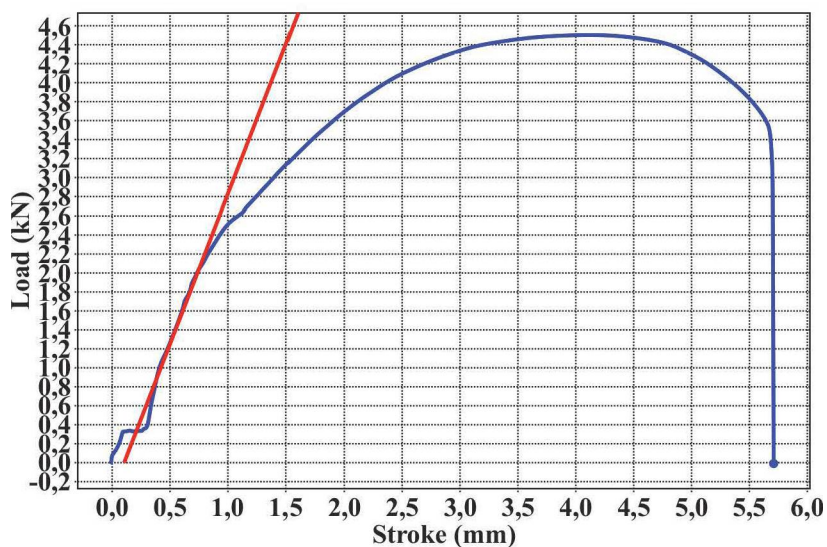


Рисунок 1.4. Первичная диаграмма растяжения

зывают первичными. Из первичной диаграммы растяжения и по характеристикам пластичности могут быть построены условные и истинные диаграммы растяжения в координатах «напряжение – относительная деформация образца».

Для построения условной диаграммы усилие, приложенное к образцу, делится на величину начальной площади рабочего сечения образца, а для построения истинной – на фактическую величину площади наименьшего сечения образца. По первичным и условным диаграммам растяжения определяют $\sigma_{\text{в}}$, $\sigma_{\text{т}}$, $\sigma_{0,2}$.

Временное сопротивление $\sigma_{\text{в}}$ – условное напряжение, определяемое по формуле:

$$\sigma_{\text{в}} = \frac{P_{\text{max}}}{F_0}, \quad (1.9)$$

где P_{max} – максимальная нагрузка, приложенная к образцу в время испытаний, Н; F_0 – начальная площадь рабочего сечения образца, м^2 .

Физический предел текучести $\sigma_{\text{т}}$ – условное напряжение, при котором наблюдается значительная деформация образца без заметного увеличения нагрузки, определяемое по формуле:

$$\sigma_{\text{т}} = \frac{P_{\text{т}}}{F_0}, \quad (1.10)$$

где $P_{\text{т}}$ – нагрузка, соответствующая участку текучести на первичной диаграмме, Н.

Стоит отметить, что физический предел текучести может быть определен не для всех марок стали, кроме того, точность определения данной величины во многом зависит от глазомера исследователя или алгоритма, заложенного в программном обеспечении обработки результатов испытаний, и для одной и той же диаграммы разными исследователями может быть определена по-разному.

Для тех сталей, у которых затруднено определение $\sigma_{\text{т}}$, используют величину условного предела текучести, определяемую как усилие, при котором в образце реализуется

заданная величина относительной деформации, отнесенное к начальной площади образца.

Например, условный предел текучести с допуском на пластическую деформацию 0,2 % ($\sigma_{0,2}$) определяется по формуле:

$$\sigma_{0,2} = \frac{P_{0,2}}{F_0}, \quad (1.11)$$

где $P_{0,2}$ – нагрузка, после приложения которой к образцу, его пластическая деформация составляет 0,2 % от рабочей длины образца, Н.

Отношение σ_T / σ_B ($\sigma_{0,2} / \sigma_B$) так же, как и относительное удлинение и сужение образцов после разрыва, является одной из важнейших характеристик пластичности материала.

Относительное удлинение δ_5 образца с расчетной длиной рабочей части $l_0 = 5,65 \sqrt{F_0}$ после разрыва определяется по формуле:

$$\delta_5 = \frac{l_k - l_0}{l_0} \cdot 100 \%, \quad (1.12)$$

где l_k – конечная расчетная длина образца, определяемая после его разрыва, м.

Относительное сужение после разрыва ψ определяется по формуле:

$$\psi = \frac{F_0 - F_k}{F_k} \cdot 100 \%, \quad (1.13)$$

где F_k – минимальная площадь поперечного сечения образца после разрыва, м².

Величина сужения после разрыва необходима для построения истинной диаграммы растяжения, необходимой для выполнения точных расчетов на прочность при развитии пластических деформаций.

При этом величина истинного сопротивления разрыву определяется по формуле:

$$s_k = \frac{P_k}{F_k} = \frac{P_k}{F_0 (1 - \psi)}, \quad (1.14)$$

где P_k – нагрузка, приложенная к образцу в момент разрыва, Н; а величина истинной деформации при разрыве – по формуле:

$$e_k = \int_{l_0}^{l_k} \frac{dl}{l} = \ln \frac{l_k}{l_0} = \ln \frac{1}{1 - \psi}. \quad (1.15)$$

Следует отметить, что при одноосном растяжении стандартных образцов материал находится в линейном напряженном состоянии ($\sigma_1 \neq 0$, $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$), а для металла газопроводов характерно сложное напряженное состояние, при котором, как минимум, два главных напряжения отличны от нуля, что обуславливает необходимость применения методов оценки механических характеристик металла в более сложных условиях.

Существуют методы испытаний, позволяющие реализовать сложное напряженное состояние в металле образцов, однако проведение испытаний при всех возможных вариантах напряженного состояния является практически невозможным в силу бесконечности комбинаций σ_1 , σ_2 , σ_3 .

Тем не менее, для оценки прочности металла в плоском и объемном напряженном состоянии могут быть применены результаты испытаний при одноосном напряженном состоянии.

Для этого сложное напряженное состояние заменяется эквивалентным (равноопасным) ему одноосным напряженным состоянием, которое, в свою очередь, уже сравнивается с результатами лабораторных исследований. Эквивалентность сложного напряженного состояния простому определяется по какой-либо из существующих теорий прочности.

Наиболее простой является теория наибольших нормальных напряжений (впервые была предложена еще Галилео Галилеем). В соответствии с этой теорией переход в пластическую область или разрушение происходит при достижении одним из главных напряжений значения предела текучести (предела прочности), определенного из

опытов на одноосное растяжение. При этом условие прочности принимает вид:

$$\sigma_{\text{экв}} = \sigma_1 \leq [\sigma], \quad (1.16)$$

где $\sigma_{\text{экв}}$ – эквивалентное напряжение, Па; $[\sigma]$ – предельное напряжение, Па.

Данная теория игнорирует экспериментально доказанное влияние на состояние материала отличных от σ_1 компонент тензора напряжений.

Вторая теория прочности, впервые высказанная священнослужителем Эдмом Мариоттом, в качестве критерия перехода в пластическую область (разрушение) принимает величину максимальной главной деформации:

$$\varepsilon_1 \leq [\varepsilon], \quad (1.17)$$

где $[\varepsilon]$ – предельная величина деформации, Па.

Используя обобщенный закон Гука (1.6), это условие прочности можно записать в напряжениях:

$$\sigma_{\text{экв}} = \sigma_1 - \mu (\sigma_2 + \sigma_3) \leq [\sigma]. \quad (1.18)$$

Результаты экспериментальных исследований различных металлов в сложном напряженном состоянии свидетельствуют о том, что данная теория справедлива только для ограниченного набора напряженных состояний и материалов.

В третьей теории прочности, предложенной французским инженером-механиком Анри Эдуардом Треска, в качестве критерия принимается максимальное касательное напряжение:

$$\tau_{\text{max}} \leq [\tau], \quad (1.19)$$

где τ_{max} – максимальное касательное напряжение.

В напряжениях данное условие записывается следующим образом:

$$\sigma_{\text{экв}} = \sigma_1 - \sigma_3 \leq [\sigma]. \quad (1.20)$$

Четвертая теория, предложенная итальянским математиком Эудженио Бельтрами в 1885 г., в качестве критерия использует величину удельной потенциальной энергии:

$$u \leq [u], \quad (1.21)$$

где u – удельная потенциальная энергия при объемном напряженном состоянии.

Используя известное выражение для определения потенциальной энергии

$$u = \frac{1}{2E} [\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - 2\mu (\sigma_1\sigma_2 + \sigma_1\sigma_3 + \sigma_2\sigma_3)] \quad (1.22)$$

и исходя из того, что при одноосном напряжении выражение для определения потенциальной энергии принимает вид:

$$u = \frac{\sigma_1^2}{2E}, \quad (1.23)$$

выражение (1.20) записывается в напряжениях:

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - 2\mu (\sigma_1\sigma_2 + \sigma_1\sigma_3 + \sigma_2\sigma_3)} \leq [\sigma]. \quad (1.24)$$

В 1904 г. известный польский ученый-механик Максимилиан Титус Губер предложил в ряде случаев за критерий прочности принимать не полную величину потенциальной энергии, а ту ее часть, которая затрачивается на изменение формы. Далее австрийский механик Рихард Мизес в 1913 г. и немецкий инженер Генрих Генки в 1914 г. независимо друг от друга пришли к выводу, что данная теория прочности справедлива и в тех случаях, которые не учитывал М. Губер.

Используя известное выражение для определения удельной энергии формоизменения [19]:

$$u_\phi = \frac{1+\mu}{3E} [\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - \sigma_1\sigma_2 - \sigma_2\sigma_3 - \sigma_1\sigma_3], \quad (1.25)$$

данную гипотезу можно записать в следующем виде:

$$\sigma_{\text{эKB}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} \leq [\sigma]. \quad (1.26)$$

В плоском напряженном состоянии, характерном для бездефектного металла труб, выражение (1.26) принимает вид:

$$\sigma_{\text{эKB}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \sigma_2} \leq [\sigma]. \quad (1.27)$$

Общепризнанно, что ни одна из существующих гипотез прочности не является абсолютно точной, и их применение неизбежно приводит к определенной погрешности при оценке прочности, тем не менее, при правильном выборе гипотезы, их точность достаточна для практического применения.

Рассмотрим применимость гипотез прочности для оценки влияния сложного напряженного состояния металла труб, нагруженных внутренним давлением, на его переход в пластическую область диаграммы деформирования.

В работе [20] приводятся экспериментально полученные значения продольных напряжений при достижении металлом труб предела текучести в условиях нагружения осевой растягивающей силой и внутренним давлением, а также их сравнение с рассчитанными по гипотезе Губера – Мизеса – Генки.

В рамках эксперимента нагружению подвергались отрезки стальных бесшовных труб внешним диаметром 76 мм с толщиной стенки 4 мм (среднее значение предела текучести образцов при их нагружении только растягивающим усилием составляло $\sigma_t = 336,37$ МПа).

Образцы нагружались постоянным гидростатическим внутренним давлением различной величины и растягивающим усилием. Нагружение осуществлялось следующим образом: при постоянном уровне внутреннего давления образцы растягивались, при переходе металла в состояние текучести фиксировалась величина растягивающего усилия и определялся уровень продольных напряжений.

В таблице 1.3 представлены значения продольных напряжений, полученные экспериментально, а также рассчитанные по различным гипотезам прочности.

При расчете по гипотезе наибольших нормальных напряжений (гипотеза I) и гипотезе максимальных касательных напряжений (гипотеза III), продольные напряжения $\sigma_{пр}$ принимались равными пределу текучести, определенному при нагружении образцов только растягивающим усилием, так как при $\sigma_1 = \sigma_{пр} = \sigma_T$, $\sigma_2 = \sigma_{кл}$ (кольцевые напряжения), $\sigma_3 = 0$, $[\sigma] = \sigma_T$ выражения (1.16) и (1.20) принимают следующий вид:

$$\sigma_{экр} = \sigma_{пр} = \sigma_T. \quad (1.28)$$

При расчете по гипотезе максимальных главных деформаций (гипотеза II), величина продольных напряжений определялась по формуле:

$$\sigma_{пр} = \sigma_T + \mu \cdot \sigma_{кл}. \quad (1.29)$$

Таблица 1.3

Результаты сравнения гипотез прочности и эксперимента

Экспериментальные данные		Расчетные значения $\sigma_{пр}$ (МПа) по различным гипотезам прочности и их относительное отклонение от экспериментальных данных (δ), %			
$\sigma_{кл}$, МПа	$\sigma_{пр}$, МПа	I	δ_I	II	δ_{II}
90,61	345,49	336,37	2,64	-819,20	337,11
209,87	352,06	336,37	4,46	-421,69	219,78
282,63	346,18	336,37	2,83	-179,14	151,75

Продолжение таблицы 1.3

Экспериментальные данные		Расчетные значения $\sigma_{пр}$ (МПа) по различным гипотезам прочности и их относительное отклонение от экспериментальных данных (δ), %					
$\sigma_{кл}$, МПа	$\sigma_{пр}$, МПа	III	δ_{III}	IV	δ_{IV}	V	δ_V
90,61	345,49	336,37	2,64	352,26	1,96	372,40	7,79
209,87	352,06	336,37	4,46	333,27	5,34	387,98	10,20
282,63	346,18	336,37	2,83	285,93	17,41	372,05	7,47

Расчет продольного напряжения по гипотезе Бельтраме (гипотеза IV) осуществлялся по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}} + \sqrt{\mu^2 \cdot \sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}}^2 + \sigma_{\text{т}}^2}. \quad (1.30)$$

Аналогично при расчете по гипотезе Губера – Мизеса – Генки (гипотеза V) продольные напряжения определялись по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{\sigma_{\text{кц}}}{2} + \sqrt{\frac{\sigma_{\text{кц}}^2}{4} - \sigma_{\text{кц}}^2 + \sigma_{\text{т}}^2}. \quad (1.31)$$

Как видно из таблицы 1.3 и рисунка 1.5, удовлетворительную сходимость с результатами экспериментов дают расчеты по гипотезам I, III и V, однако расчет по гипотезе I и III не позволяет учесть наблюдаемое при отношении главных напряжений $\sigma_2/\sigma_1 = 0,6$ повышение уровня продольных напряжений, при котором начинается текучесть.

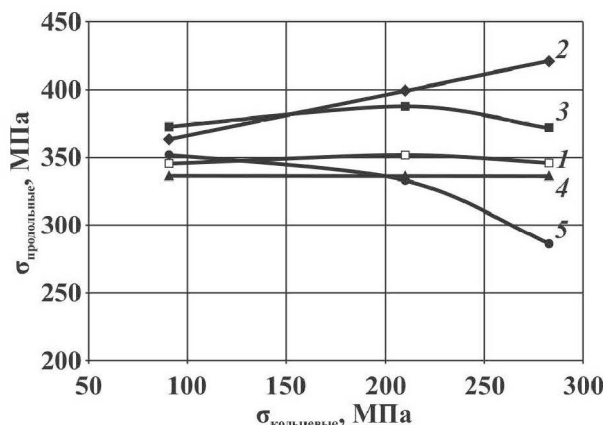


Рисунок 1.5. Изменение предела текучести труб при нагружении внутренним давлением и растягивающей осевой силой:

1 – экспериментальные данные; 2 – расчеты по гипотезе Мариотта (II); 3 – по гипотезе Губера – Мизеса – Генки (V); 4 – по гипотезам наибольших нормальных (I) и касательных (III) напряжений; 5 – по гипотезе Бельтраме (IV)

Расчет по гипотезе Губера – Мизеса – Генки дает завышенные значения продольных напряжений, однако результаты расчета по этой гипотезе показывают повышение уровня продольных напряжений при $\sigma_2/\sigma_1 = 0,6$ и их снижение при переходе от $\sigma_2/\sigma_1 = 0,6$ к $\sigma_2/\sigma_1 = 0,82$, отмеченное по результатам эксперимента.

Проведенное сопоставление расчетных и экспериментальных данных показывает, что при расчетной оценке влияния нагрузок и воздействий на возможность развития пластических деформаций металла труб при $\sigma_2/\sigma_1 \in [0; 1]$ наименьшую погрешность дает использование I-й гипотезы прочности и эквивалентной ей в рассматриваемом множестве напряженных состояний III-й гипотезы прочности. Тем не менее, только расчет по гипотезе Губера – Мизеса – Генки выявил отмеченное экспериментально изменение характеристик металла, связанное с влиянием второго главного напряжения, кроме того, в работе [20] показывается, что только применение гипотезы Губера – Мизеса – Генки позволяет учесть экспериментально доказанное влияние сложного напряженного состояния с $\sigma_2/\sigma_1 \in [-1; 0]$ на величину предельно допустимых нагрузок на металл труб.

1.2. ВЛИЯНИЕ НОРМАТИВНЫХ НАГРУЗОК И ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕСУЩЮЮ СПОСОБНОСТЬ ГАЗОПРОВОДОВ

Как известно, основной нагрузкой на газопровод является внутреннее давление, возникающее при транспортировке продукта. При этом падение давления по длине прямолинейного равнинного участка магистрального газопровода на установившемся режиме будет определяться следующим выражением [21]:

$$p(x) = \sqrt{p_0^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot T}{36,8449 \cdot E_g^2 \cdot d_{вн}^5 \cdot R}} \cdot x, \quad (1.32)$$

где $p(x)$ – внутреннее давление в сечении участка с координатой x , МПа; x – координата вдоль оси участка трубопровода, км; p_0 – давление при $x = 0$, МПа; Q – коммер-

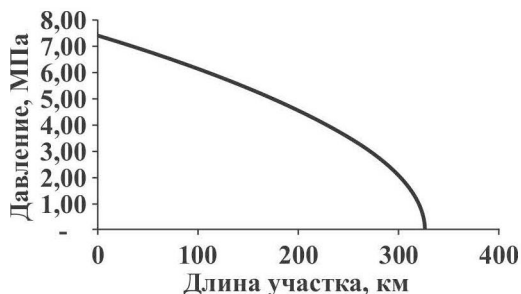
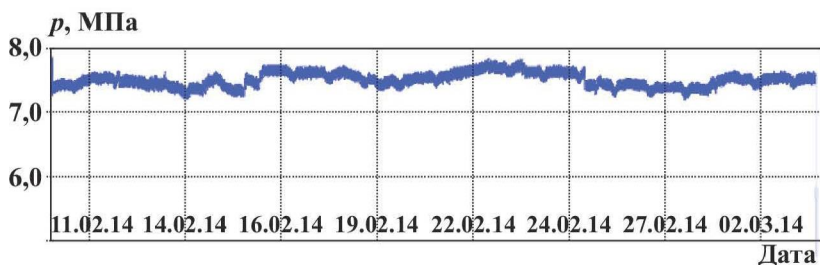


Рисунок 1.6. Кривая изменения давления по длине участка газопровода

Рисунок 1.7. График изменения давления на выходе КС Добрянская [12]



ческий расход газа, млн $\text{м}^3/\text{сут}$; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, безразмерная величина; z – коэффициент сжимаемости газа, безразмерная величина; E_g – коэффициент гидравлической эффективности, безразмерная величина; T – средняя температура на участке газопровода, К; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода, м; R – газовая постоянная¹, Дж/(кг·К).

Так, например, для участка газопровода с внутренним диаметром $d_{\text{вн}} = 1,38$ м, имеющего коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 0,00722$ и коэффициент гидравлической эффективности $E = 0,95$, по которому осуществляют транспорт газа ($R = 513$ Дж/(кг·К); $z = 0,88$) с коммерческим расходом $Q = 87,6$ млн $\text{м}^3/\text{сут}$, при начальном давлении $p_0 = 7,36$ МПа и средней температуре $T = 291$ К, на расстоянии 100 км от начала участка внутреннее давление будет равно 6,13 МПа (рисунок 1.6).

Следует отметить, что внутреннее давление не является постоянной нагрузкой, а может изменяться во времени (рисунок 1.7). Этот факт подтверждается результатами

¹Не следует путать с универсальной газовой постоянной $R_0 = 8314$ Дж/(моль·К).

многочисленных натурных исследований [22, 23, 24, 25 и др.].

Мнения инженерного сообщества по поводу влияния многократных изменений внутреннего давления в газопроводах на их остаточный ресурс разделились, тем не менее общепризнанно, что изменения давления могут отрицательно влиять на остаточный ресурс газопроводов при наличии дефектов сварных соединений и основного металла трубы.

Рассмотрим вклад внутреннего давления в НДС идеальной, осесимметричной трубы. Учитывая, что толщины стенок современных трубопроводов доходят до 40 мм, воспользуемся известным решением в упругой постановке задачи Ламе о нагружении бесконечного толстостенного цилиндра давлением [26]:

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{R_n^2 p_v - R_v^2 p_n}{R_n^2 - R_v^2} - \frac{(p_v - p_n) R_n^2 R_v^2}{R_n^2 - R_v^2} \cdot \frac{1}{r^2}, \\ \sigma_\theta = \frac{R_v^2 p_v - R_n^2 p_n}{R_n^2 - R_v^2} + \frac{(p_v - p_n) R_n^2 R_v^2}{R_n^2 - R_v^2} \cdot \frac{1}{r^2}, \\ u = \frac{(1 - \mu)(R_v^2 p_v - R_n^2 p_n)}{E(R_n^2 - R_v^2)} r + \frac{(1 + \mu)(p_v - p_n) R_n^2 R_v^2}{E(R_n^2 - R_v^2)} \cdot \frac{1}{r}. \end{cases} \quad (1.33)$$

где σ_r – нормальное напряжение по направлению радиуса (радиальное напряжение), Па; σ_θ – нормальное напряжение, перпендикулярное радиальному (окружное или кольцевое напряжение), Па; R_v – внутренний радиус толстостенного цилиндра, м; R_n – наружный радиус толстостенного цилиндра, м; p_v – внутреннее давление в цилиндре, Па; p_n – наружное давление на цилиндр, Па; r – модуль радиус-вектора до рассматриваемой точки стенки цилиндра, м; u – радиальное перемещение, м; E – модуль Юнга, Па; μ – коэффициент Пуассона, безразмерная величина.

Необходимо отметить, что если на свободных торцах цилиндра отсутствуют нагрузки, то он будет находиться в условиях плоского напряженного состояния ($\sigma_z = 0$), при этом осевая деформация будет равна:

$$\varepsilon_z = \frac{dw}{dz} = -\frac{\mu}{E} (\sigma_r + \sigma_\theta). \quad (1.34)$$

Если же цилиндр имеет днища, то под действием давления возникает осевая сила, приводящая материал стенки цилиндра в объемное напряженное состояние с осевым напряжением, равным

$$\sigma_z = \frac{N}{F} = \frac{\pi (R_B^2 p_B - R_H^2 p_H)}{\pi (R_H^2 - R_B^2)} = \frac{R_B^2 p_B - R_H^2 p_H}{R_H^2 - R_B^2}. \quad (1.35)$$

В случае, когда свободные торцы цилиндра ограничены в осевых (продольных) перемещениях, также возникает объемное напряженное состояние, при этом осевое напряжение будет равно

$$\sigma_z = \mu (\sigma_r + \sigma_\theta) = 2\mu \frac{R_B^2 p_B - R_H^2 p_H}{R_H - R_B}. \quad (1.36)$$

Рассмотрим частный случай нагружения цилиндра только внутренним давлением p_B . В таком случае формула (1.34) не изменится, а формулы (1.33), (1.35), (1.36), соответственно, будут иметь следующий вид:

$$\begin{cases} \sigma_r = p_B \frac{R_B^2}{R_H^2 - R_B^2} \left(1 - \frac{R_H^2}{r^2} \right), \\ \sigma_\theta = p_B \frac{R_B^2}{R_H^2 - R_B^2} \left(1 + \frac{R_H^2}{r^2} \right), \\ u = p_B \frac{R_B^2}{E (R_H^2 - R_B^2)} \left(r + \frac{R_H^2 + \mu (R_H^2 - r^2)}{r} \right). \end{cases} \quad (1.37)$$

$$\sigma_z = \frac{R_B^2 p_B}{R_H^2 - R_B^2}; \quad (1.38)$$

$$\sigma_z = \mu (\sigma_r + \sigma_\theta) = 2\mu \frac{R_B^2 p_B}{R_H^2 - R_B^2}. \quad (1.39)$$

График распределения напряжений, полученный для стального цилиндра ($E = 2,06 \cdot 10^{11}$ Па, $\mu = 0,3$) внешним диаметром 1220 мм и толщиной стенки 40 мм, нагруженного давлением $p_B = 22$ МПа, показан на рисунке 1.8, а.

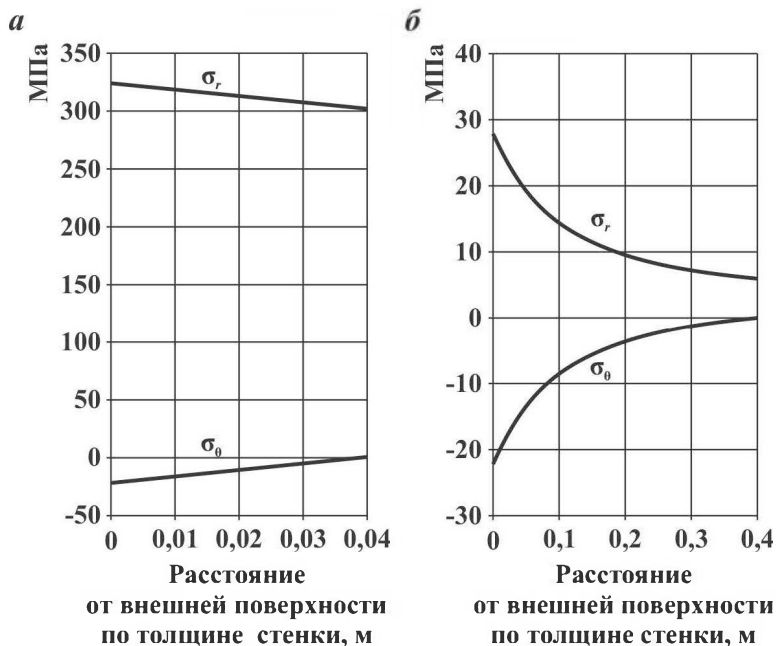


Рисунок 1.8. Распределение напряжений в стенках стальных толсто-стенных цилиндров с толщиной стенки 40 мм (*а*) и 400 мм (*б*) при нагружении внутренним давлением 22 МПа

Как видно, распределение напряжений по толщине стенки цилиндра в таком случае может быть аппроксимировано линейно, в отличие от распределения сосуда с толщиной стенки 400 мм (рисунок 1.8, *б*).

Для большинства эксплуатируемых газопроводов (имеющих толщину до 24 мм) влияние внутреннего давления на кольцевые напряжения может быть оценено с применением широко известной «котельной» формулы:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p_{\text{в}} D}{2\delta},$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенки, м.

Для оценки погрешности применения данной модели при расчете трубопроводов с большой толщиной стенки (20 мм и более) было проведено сравнение результатов расчета кольцевых напряжений по «котельной» формуле и напряжений на внутренней стенке цилиндра, полученных по формулам Ламе (таблица 1.4).

Как видно из таблицы 1.4, для трубопроводов диаметром 530–1420 мм с максимальной толщиной стенки до 24 мм включительно величина относительной разности составляет менее 5 %, что свидетельствует о возможности применения «котельной» формулы в инженерной практике.

Нельзя не отметить, что трубы, применяемые для газопроводов, не являются идеальными цилиндрами и форма их поперечного сечения имеет определенные отклонения от круглой формы, в частности, овальность.

При нагружении труб внутренним давлением степень их овальности снижается, тем не менее кольцевые напряжения в стенке отличаются от рассчитанных по «котельной»

Таблица 1.4

Относительная разность напряжений по котельной формуле и формулам Ламе (в процентах)

Толщина стенки, мм	Внешний диаметр, мм						
	530	630	720	820	1020	1220	1420
10	1,96	1,64	1,43	1,25	1,00	0,83	0,71
12	2,37	1,98	1,72	1,51	1,20	1,00	0,86
14	2,78	2,32	2,02	1,77	1,41	1,17	1,01
16	3,21	2,67	2,32	2,03	1,62	1,35	1,15
18	3,63	3,03	2,63	2,29	1,83	1,52	1,30
20	4,07	3,38	2,94	2,56	2,04	1,69	1,45
22	4,51	3,74	3,25	2,83	2,25	1,87	1,60
24	4,96	4,11	3,56	3,10	2,47	2,05	1,75
26	5,41	4,48	3,88	3,38	2,68	2,22	1,90
28	5,87	4,86	4,20	3,66	2,90	2,40	2,05
30	6,34	5,24	4,53	3,94	3,12	2,58	2,20

формуле, что было экспериментально показано лабораторией прочности ВНИИСТ в середине прошлого века [27].

Проведенные эксперименты показали, что кольцевые напряжения в упругой области могут быть значительно выше рассчитанных по «котельной» формуле (более чем на 50 % для трубы диаметром 325 мм с овальностью 7,7 % при давлении 9,1 МПа), при этом в пластической области разница между теоретическими и практическими значениями снижается за счет локальных пластических деформаций.

При этом на предельные давления, при которых происходят разрушения бездефектных труб из пластичных сталей, овальность оказывает небольшое влияние, вследствие чего этим фактором пренебрегли при разработке строительных норм.

Вместе с тем повышенный уровень напряжений из-за овальности может значительно повлиять на несущую способность труб с дефектами, а также на развитие коррозионных дефектов, что обуславливает необходимость его учета при оценке технического состояния эксплуатируемых трубопроводов.

В отличие от кольцевых напряжений, уровень продольных напряжений, возникающих под действием внутреннего давления, во многом зависит от условий закрепления трубопровода.

При свободных продольных деформациях трубопровода и наличии задвижек, заглушек или крутоизогнутых отводов от внутреннего давления в металле труб возникают продольные напряжения, которые могут быть определены по формуле:

$$\sigma_{\text{кл}} = \frac{p_{\text{в}} D}{4\delta}, \quad (1.40)$$

а соответствующие продольные деформации по формуле:

$$\varepsilon_{\text{пр}} = \frac{1}{E} \left(\frac{p_{\text{в}} D}{4\delta} - \mu \frac{p_{\text{в}} D}{2\delta} \right). \quad (1.41)$$

При защемлении прямолинейного участка трубопровода, то есть при отсутствии продольных деформаций ($\varepsilon_{\text{пр}} =$

$= 0$), от внутреннего давления возникают растягивающие напряжения, компенсирующие поперечную деформацию сжатия от внутреннего давления $\left(-\mu \frac{p_v D}{2\delta}\right)$:

$$\sigma_{пр} = \mu \sigma_{кш} = \mu \frac{p_v D}{2\delta}. \quad (1.42)$$

Также при изменении температуры труб возникает продольная деформация, равная

$$\varepsilon_{пр} = \alpha \cdot \Delta t, \quad (1.43)$$

где α – коэффициент линейного расширения (для стали равен $12 \cdot 10^{-6}$), K^{-1} ; Δt – изменение температуры, K .

При защемлении участка трубопровода от изменения температуры возникают продольные напряжения: растягивающие при снижении температуры и сжимающие при ее повышении:

$$\sigma_{пр} = \alpha \cdot \Delta t \cdot E. \quad (1.44)$$

Взаимодействие с грунтом оказывает значительное влияние на несущую способность газопроводов и возможность их разрушения.

Исследованию взаимодействия трубопроводов с грунтом были посвящены работы таких выдающихся исследователей как А.Б. Айнбиндер, П.П. Бородавкин, А.Г. Камерштейн, Г.К. Клейн, В.А. Флорин и др.

Наиболее широкое применение на практике нашел подход к моделированию взаимодействия грунта с трубопроводом, изложенный в работе А.Б. Айнбиндера и А.Г. Камерштейна [28].

Согласно этому подходу, сопротивление грунта продольным перемещениям трубы может быть смоделировано с применением модели Прандтля упруго-идеально пластического материала.

При этом предельное сопротивление грунта продольному перемещению трубопровода может быть определено по формуле:

$$t_{\text{тр}} = q_{\text{тр}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{тр}} + 2 \cdot \gamma_{\text{тр}} c_h \cdot \pi \cdot D_{\text{н}}^2 \cdot \text{tg } \varphi_{\text{тр}} + 0,6 \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot c_{\text{тр}}, \quad (1.45)$$

где $q_{\text{тр}}$ – вес трубопровода с продуктом, кг; $\varphi_{\text{тр}}$ – угол внутреннего трения грунта, град; $\gamma_{\text{тр}}$ – объемный вес грунта, кг/м³; c_h – безразмерный коэффициент; $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м; $c_{\text{тр}}$ – сцепление грунта, Н/м.

Коэффициент c_h , отражающий образование свода обрушения, зависит от отношения высоты засыпки над трубой h к ее диаметру и может быть получен для песчаных грунтов и для глинистых грунтов, соответственно, по формулам:

$$c_h = 0,416 \frac{h}{D_{\text{н}}} - 0,056 \frac{h^2}{D_{\text{н}}^2} + 0,095; \quad (1.46)$$

$$c_h = 0,367 \frac{h}{D_{\text{н}}} - 0,046 \frac{h^2}{D_{\text{н}}^2} + 0,06. \quad (1.47)$$

Поскольку сопротивление грунта поперечным перемещениям трубопровода зависит от направления этих деформаций (горизонтальные перемещения, поперечное перемещение вверх, поперечное перемещение вниз), зависимости взаимодействия грунта с трубой следует описывать отдельно для каждого направления.

При перемещениях трубопровода вверх, пока перемещения невелики, зависимость между сопротивлением грунта и поперечными перемещениями близка к линейной. Достигнув максимума, сопротивление грунта снижается, однако при перемещениях, незначительно превышающих соответствующее предельное сопротивление грунта, это снижение незначительно.

Согласно исследованиям, результаты которых приведены в работе [28], диаграмму деформирования грунта при вертикальном перемещении трубопровода с достаточной для практических расчетов точностью можно аппроксимировать диаграммой Прандтля.

При этом зависимость между сопротивлением грунта и вертикальным перемещением трубопровода выражается

с помощью обобщенного коэффициента нормального сопротивления грунта

$$q_y = c_{y0} \cdot D_H \cdot u_y, \quad (1.48)$$

где q_y – сопротивление грунта, Н; u_y – поперечное перемещение, см; c_{y0} – коэффициент нормального сопротивления грунта, МПа/см.

Для определения c_{y0} в работе [28] предложено следующее выражение:

$$c_{y0} = \frac{0,12 \cdot E_{гр} \cdot \eta_{гр}}{(1 - \mu_{гр}^2) \cdot \sqrt{l_0 \cdot D_H}} \left(1 - e^{-\frac{2h_0}{D_H}} \right), \quad (1.49)$$

где $E_{гр}$ – модуль деформации грунта ненарушенной структуры, МПа; $\eta_{гр}$ – коэффициент снижения модуля деформации грунта засыпки по сравнению с грунтом ненарушенной структуры; $\mu_{гр}$ – коэффициент Пуассона грунта; l_0 – единичная длина трубопровода ($l_0 = 100$ см); h_0 – расстояние от верха засыпки до оси трубы, см.

Для определения предельного сопротивления грунта вертикальным перемещениям трубопровода вверх рекомендуется следующая зависимость [28]:

$$q_{пр.гр} = \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot (h_0 - 0,39 \cdot D_H) + \gamma_{гр} \cdot h_0^2 \cdot \operatorname{tg}(0,7 \cdot \varphi_{гр}) + \frac{0,7 \cdot c_{гр} \cdot h_0}{\cos(0,7 \cdot \varphi_{гр})}. \quad (1.50)$$

Для моделирования сопротивления грунта вертикальным перемещениям трубопровода вниз наиболее широко применяется модель Винклера – Циммермана, согласно которой зависимость сопротивления грунта перемещениям трубопровода может аппроксимироваться линейной зависимостью, при этом обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта c_{y0} вычисляется как [28]:

$$c_{y0} = \frac{0,12 \cdot E_{гр}}{(1 - \mu_{гр}^2) \cdot \sqrt{l_0 \cdot D_H}}. \quad (1.51)$$

При перемещении трубопровода в горизонтальной плоскости также наблюдается сначала линейная зависимость между сопротивлением грунта и перемещением трубопровода, при этом обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта может быть определен по формуле [28]:

$$c_{y0} = \frac{0,12 \cdot E_{\text{гр}} \cdot \eta_{\text{гор}}}{(1 - \mu_{\text{гр}}^2) \cdot \sqrt{l_0 \cdot D_{\text{н}}}} \left(1 - e^{-\frac{2h_0}{D_{\text{н}}}} \right), \quad (1.52)$$

где $\eta_{\text{гор}}$ – коэффициент, зависящий от отношения (a/h_0) расстояния от боковой образующей трубы до стенки траншеи a , k расстоянию от оси трубы до верха засыпки h_0 .

Согласно результатам натурных исследований, изложенным в работе [28], линейная зависимость сопротивления грунта от горизонтальных перемещений трубопровода сохраняется в перемещениях порядка $0,1 \cdot D_{\text{н}}$, однако в случае необходимости моделирования нелинейного поведения грунта предельное значение сопротивления при этом определяется по формуле:

$$q_{\text{пр.гор}} = \gamma_{\text{гр}} \cdot h_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot k_p, \quad (1.53)$$

где k_p – коэффициент пассивного бокового давления, определяющийся как:

$$k_p = \text{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + \frac{2 \cdot c_{\text{гр}}}{\gamma_{\text{гр}} \cdot h_0} \cdot \text{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (1.54)$$

Кроме указанных нагрузок, в зависимости от конструкции трубопровода, следует учитывать и ряд других, например:

– *собственный вес трубопровода:*

$$q_{\text{г}} = \pi D_{\text{ср}} \delta \gamma_{\text{ст}}, \quad (1.55)$$

где $q_{\text{г}}$ – вес единицы длины трубопровода, Н/м; $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр трубопровода, м; δ – толщина стенки

труб, м; $\gamma_{\text{ст}}$ – удельный вес материала трубопровода, Н/м³;

– *вес защитного покрытия на единицу длины трубопровода:*

$$q_{\text{из}} = \frac{\pi}{4} \gamma_{\text{из}} (D_{\text{из}}^2 - D_{\text{н}}^2), \quad (1.56)$$

где $\gamma_{\text{из}}$ – удельный вес материала изоляции, Н/м³; $D_{\text{из}}$ и $D_{\text{н}}$ – соответственно, диаметр изолированного трубопровода и его наружный диаметр, м;

– *давление грунта на единицу длины трубопровода:*

$$q_{\text{гр}} = h_{\text{ср}} \gamma_{\text{гр}} D_{\text{из}}, \quad (1.57)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта, Н/м³; $h_{\text{ср}}$ – средняя глубина заложения оси трубопровода, м; $D_{\text{из}}$ – диаметр изолированного трубопровода, м;

– *гидростатическое давление воды на единицу длины трубопровода (для подводных участков):*

$$\bar{q}_{\text{гс}} = h \gamma_{\text{в}} D_{\text{ф}}, \quad (1.58)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды с учетом засоленности и наличия взвешенных частиц, Н/м³; h – высота столба воды над рассматриваемой точкой, м; $D_{\text{ф}}$ – диаметр изолированного и футерованного трубопровода, м;

– *выталкивающая сила воды, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода (для подводных участков):*

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} D_{\text{ф}}^2 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot g, \quad (1.59)$$

где $D_{\text{ф}}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м; $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды с учетом засоленности и наличия взвешенных частиц, Н/м³; g – ускорение свободного падения;

– *воздействие предварительного напряжения, создаваемое за счет упругого изгиба при поворотах оси трубопровода:*

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{из}} = \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2\rho}, \quad (1.60)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{из}}$ – максимальное продольное напряжение в стенках трубы, обусловленное изгибом трубопровода, Па; E – модуль упругости; $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, м; ρ – радиус изгиба оси трубопровода, м;

– вес перекачиваемого газа на единицу длины трубопровода:

$$q_{\text{прод}} = 2150 \rho_{\text{газ}} \cdot g \frac{p_{\text{а}} D_{\text{вн}}^2}{ZT}, \quad (1.61)$$

где $\rho_{\text{газ}}$ – плотность перекачиваемого газа, кг/м³; $p_{\text{а}}$ – абсолютное давление газа в газопроводе, МПа; Z – коэффициент сжимаемости газа; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м;

– снеговая нагрузка, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{\text{сн}} = \mu_{\text{снел}} \cdot S_0 \cdot D_{\text{из}}, \quad (1.62)$$

где $\mu_{\text{снел}}$ – коэффициент перехода отвеса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод ($\mu_{\text{снел}} = 0,4$); S_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, Н; $D_{\text{из}}$ – диаметр изолированного трубопровода, м;

– нагрузка от обледенения наземного трубопровода, приходящаяся на единицу длины трубопровода:

$$q_{\text{лед}} = 1700 \cdot b \cdot D_{\text{из}}, \quad (1.63)$$

где b – толщина слоя льда, м; $D_{\text{из}}$ – диаметр изолированного трубопровода, м;

– ветровая нагрузка на единицу длины трубопровода, перпендикулярная его осевой вертикальной плоскости:

$$q_{\text{вет}} = (q_{\text{н}}^{\text{с}} + q_{\text{н}}^{\text{д}}) D_{\text{из}}, \quad (1.64)$$

где $q_{\text{н}}^{\text{с}}$ – статическая составляющая ветровой нагрузки, Н/м²; $q_{\text{н}}^{\text{д}}$ – динамическая составляющая ветровой нагрузки, Н/м²; $D_{\text{из}}$ – диаметр изолированного трубопровода, м.

Кроме указанных факторов, на техническое состояние газопроводов существенное влияние оказывают особые нагрузки и воздействия, которые, как правило, и приводят к развитию аварийных отказов.

1.3. ВЛИЯНИЕ ОСОБЫХ НАГРУЗОК И ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ГАЗОПРОВОДОВ

Зачастую газопроводы эксплуатируются в уникальных природно-техногенных условиях, при этом для различных участков одного газопровода эти условия могут разительно отличаться.

Так, например, газ от месторождений на полуострове Ямал проходит свой путь до европейских потребителей по трубопроводам протяженностью несколько тысяч километров, проходящим через водные преграды, неровности рельефа и пересекающим различные природно-климатические зоны.

Как уже отмечалось, в процессе строительства и эксплуатации газопроводы подвергаются широкому спектру нагрузок и воздействий, в том числе и негативно влияющим на их несущую способность.

В таблице 1.5 приведена классификация опасных природных процессов, способных негативно повлиять на техническое состояние газопроводов, а также анализ наличия нормативных требований к проектированию инженерной защиты для предотвращения этого влияния [29].

Следует отметить, что несмотря на значительное число исследований, посвященных теме прогнозирования развития опасных процессов, а также вопросам проектирования инженерной защиты от них, природные воздействия зачастую становятся причиной аварийных отказов.

Так, например, на девятикилометровом Ужгородском переходе через р. Кама (правый берег) в период с 1983 по 1999 г. по причине оползней произошло шесть аварий, две из которых с возгоранием газа. При этом причиной аварии, произошедшей в 1999 г., стало развитие дефекта КРН в кольцевом направлении [30]. Как было показано в работе [25], такое возможно только при значительном

превышении продольными напряжениями уровня кольцевых.

Если рассматривать только механическое воздействие процессов, представленных в таблице 1.5, можно констатировать, что основным фактором, который влияет на тех-

Таблица 1.5

Опасные природные процессы, способные оказать негативное влияние на объекты магистрального транспорта природного газа [29]

№ п/п	Опасный природный процесс	Нормативный документ, выделяющий природный процесс	Применение инженерной защиты на объектах магистральных трубопроводов	Наличие нормативных требований к проектированию инженерной защиты
1	Морозное пучение грунтов	СНиП 22-01-95 [31]	Да	Да
2	Сейсмическая активность	СНиП 22-01-95	Да	Да
3	Подтопление территории	СНиП 22-01-95	Да	Да
4	Оползни	СНиП 22-01-95	Да	Да
5	Эрозия плоскостная и овражная	СНиП 22-01-95	Да	Да
6	Эрозия речная	СНиП 22-01-95	Да	Нет
7	Термокарст	СНиП 22-01-95	Да	Да
8	Сель	СНиП 22-01-95	Нет	Да
9	Лавина	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
10	Абразия	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
11	Термоабразия	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
12	Переработка берегов водохранилищ	СНиП 22-01-95	Нет	Да
13	Карст	СНиП 22-01-95	Нет	Да
14	Суффозия	СНиП 22-01-95	Нет	Нет

Продолжение таблицы 1.5

№ п/п	Опасный природный процесс	Нормативный документ, выделяющий природный процесс	Применение инженерной защиты на объектах магистральных трубопроводах	Наличие нормативных требований к проектированию инженерной защиты
15	Просадочность лессовых пород	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
16	Термоэрозия овражная	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
17	Солифлюкция	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
18	Наледеобразование	СНиП 22-01-95	Нет	Да
19	Наводнения	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
20	Ураганы и смерчи	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
21	Цунами	СНиП 22-01-95	Нет	Нет
22	Обвалы и осыпи	Отсутствует	Да	Да
23	Паводки	Отсутствует	Да	Нет
24	Затопление	Отсутствует	Нет	Да
25	Оползни при оттаивании многолетнемерзлых грунтов	Отсутствует	Нет	Нет
26	Морозобойное растрескивание грунтов	Отсутствует	Нет	Нет
27	Курумы	Отсутствует	Нет	Нет
28	Заболачивание	Отсутствует	Нет	Нет
29	Половодье	Отсутствует	Нет	Нет
30	Затор и зажор	Отсутствует	Нет	Нет
31	Штормовой нагон воды	Отсутствует	Нет	Да
32	Карчеход	Отсутствует	Нет	Нет

ническое состояние газопроводов, является их пластическое деформирование вследствие изменения условий закрепления и планово-высотного положения.

Возможные последствия такого изменения наглядно иллюстрируют рисунки 1.9–1.12, на которых приведены фотографии трубопроводов, подвергшихся воздействию различных природно-техногенных факторов.

Как видно из представленных рисунков, природно-техногенные воздействия могут приводить к возникновению значительных пластических деформаций трубопроводов и опорных систем, что обуславливает необходимость их предупреждения и оперативного контроля состояния системы «окружающая среда – трубопровод – транспортируемый продукт».

Особенную опасность представляют ненормативные воздействия на трубопроводы с дефектами.



Рисунок 1.9. Гофр наружный высотой 70 мм на газопроводе Ду 1400



Рисунок 1.10. Гофр внутренний глубиной 60 мм на газопроводе Ду 1400



Рисунок 1.11. Деформация ростверков свайных опор надземного трубопровода при воздействии пучения грунтов



Рисунок 1.12. Изгиб трубопровода вследствие термоареста

Под термином дефект принято понимать любое несоответствие изделия нормативным требованиям, при этом различают дефекты:

- конструктивные – связанные с ошибками выбора конструктивного исполнения трубопровода (например, на этапе проектирования трубопроводов зачастую неверно оцениваются условия их закрепления и возможного температурного воздействия, что приводит к возникновению недопустимых локальных деформаций);

- технологические – связанные с технологией производства и монтажа конструкций, например, металлургические дефекты в металле труб, дефекты сварных соединений и т.п.;

- эксплуатационные – возникающие в процессе эксплуатации, например, общая коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением, эрозия внутренней поверхности и т.п.

Рассмотрим влияние природно-техногенных факторов, обуславливающих возникновение непроектного изгиба тру-

Таблица 1.6

Расчетные характеристики элемента газопровода с дефектом

Характеристика	Значение
Внешний диаметр D	1,02 м
Толщина стенки трубы t	0,01 м
Рабочее давление p	$5,4 \cdot 10^6$ Па
Радиус упругого изгиба R	$6,371 \cdot 10^6$ м
Температурный перепад Δt	-10 К
Коэффициент температурного расширения α	$1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/К
Коэффициент Пуассона μ	0,3
Модуль Юнга E	$2,06 \cdot 10^{11}$ Па
Модель материала	Линейная, упругая
Величина K_{IC}	$25 \cdot 10^6$ Па·м ^{1/2}
Глубина трещины b	0,3t
Длина трещины $2a$	3t
Защемление в грунте	Жесткое

бопровода, на примере оценки технического состояния прямолинейного упруго изогнутого участка газопровода с внешним трещиноподобным дефектом, ориентированным перпендикулярно оси трубопровода (таблица 1.6, рисунок 1.13).

Для газопроводов критичным является переход в предельное состояние – такое состояние, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

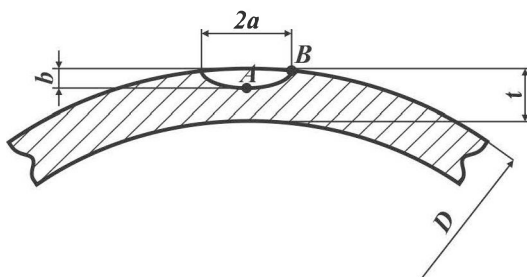


Рисунок 1.13. Внешний трещиноподобный дефект

Признаки такого состояния для газопроводов – критерии предельных состояний – сформулированы достаточно давно. Так, например, одна из классификаций приведена в РД 51-4.2-003–97 [32].

Для рассматриваемого примера из критериев наступления предельного состояния, приведенных в РД 51-4.2-003–97, применим критерий линейной механики разрушения:

$$\max K_I(c_k) = K_{IC}, \quad (1.65)$$

где $\max K_I$ – максимальный коэффициент интенсивности напряжений (КИН) на фронте трещины нормального отрыва, $\text{Па} \cdot \text{м}^{1/2}$; c_k – глубина трещины, м; K_{IC} – критический КИН для трещины нормального отрыва в материале, $\text{Па} \cdot \text{м}^{1/2}$.

Учитывая, что большинство трещиноподобных дефектов, выявляемых на магистральных газопроводах, имеют размеры много меньшие радиуса кривизны трубы, для поиска КИН воспользуемся известным решением для плоской полосы с поверхностной полуэллиптической трещиной при растяжении [33]:

$$K_{I,A} = \sigma_t \sqrt{\pi b} \cdot \frac{M}{\Phi}, \quad (1.66)$$

$$K_{I,B} = \sigma_t \sqrt{\pi b} \cdot \frac{M}{\Phi} \cdot S,$$

где $K_{I,A}$, $K_{I,B}$ – КИН в точках A и B , $\text{Па} \cdot \text{м}^{1/2}$; σ_t – растягивающее напряжение в брутто-сечении, Па; b – глубина трещины, м;

$$M = \left(1,13 - 0,09 \cdot \frac{b}{a} \right) + \left(-0,54 + \frac{0,89}{0,2 + b/a} \right) \cdot \left(\frac{b}{t} \right)^2 + \left(0,5 - \frac{1}{0,65 + b/a} + 14 \cdot (1 - b/a)^{2,4} \right) \cdot \left(\frac{b}{t} \right)^4, \quad (1.67)$$

$$\Phi^2 = 1 + 1,464 \cdot \left(\frac{b}{a} \right)^{1,65}, \quad (1.68)$$

$$S = (1,1 + 0,35 \cdot (b/t)^2) \cdot \sqrt{\frac{b}{a}}. \quad (1.69)$$

Как видно, величина КИН зависит от геометрической формы дефекта и уровня приложенных напряжений, которые можно определить по формуле:

$$\sigma_t = \mu \frac{pD}{2\delta} - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED}{2\rho}, \quad (1.70)$$

где p – внутреннее давление, Па; D – внутренний диаметр, м; Δt – температурный перепад, принимаемый при расчете положительным, градусы; δ – толщина стенки трубы, м; α – коэффициент линейного расширения металла трубы, градусы⁻¹; ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

При характеристиках дефекта, указанных в таблице 1.5, величина максимальных продольных напряжений в трубопроводе составит 107,4 МПа, а КИН, вычисленные по формулам (1.66) – $K_{I,A} = 13,15 \text{ Па} \cdot \text{м}^{1/2}$, $K_{I,B} = 6,652 \text{ Па} \cdot \text{м}^{1/2}$, то есть по выбранному критерию трубопровод не находится в предельном состоянии.

На рисунке 1.14 показано влияние на значение КИН изменения глубины рассматриваемого дефекта от 0,1 t до 0,6 t при сохранении всех остальных параметров таблицы 1.5 неизменными.

Как видно, рассматриваемый дефект даже при глубине 60 % от толщины стенки не является опасным по выбранному критерию. Необходимо отметить, что случаи, когда газопроводы с дефектами такого размера не переходили в предельное состояние, известны, но, как правило, выявляются они при расследовании аварийных случаев, возникших по причине дальнейшего развития таких трещин до больших размеров (рисунок 1.15).

Рассмотрим влияние величины упругого изгиба трубопровода на опасность рассматриваемого дефекта. Примем изменение радиуса изгиба в допускаемых нормативными документами пределах: от 1000 до 2000 номинальных диаметров трубопровода, характеристики материала, величины других нагрузок и воздействий, а размеры дефекта примем в соответствии с таблицей 1.5.

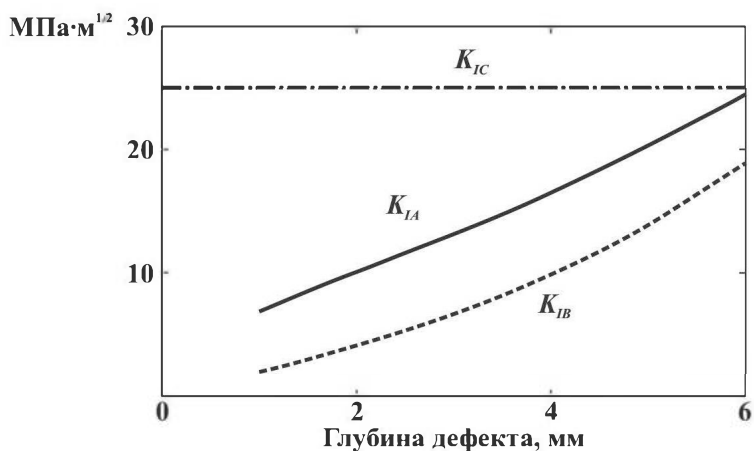


Рисунок 1.14. Зависимость коэффициентов интенсивности напряжений в точках *A* и *B* от глубины дефекта

Как видно из рисунков 1.16 и 1.17, наличие дефекта глубиной $0,3t$ приведет к переходу в предельное состояние трубопровода при радиусе упругого изгиба менее $1,1$ км, при этом дефекты с глубиной от $0,3t$ и $0,4t$ могут быть как опасными, так и безопасными (по выбранному критерию) в зависимости от величины изгиба трубопровода.

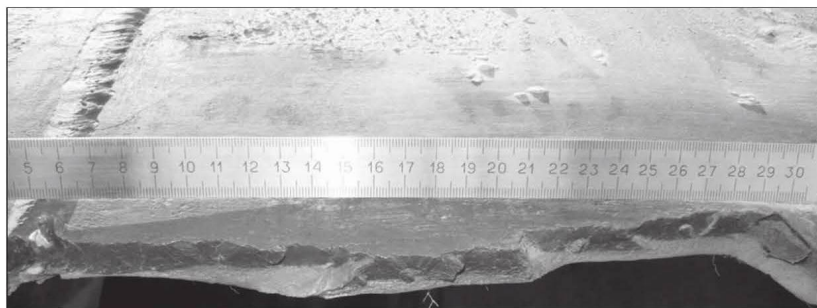


Рисунок 1.15. Излом трубы от дефекта, имевшего на момент аварии максимальную глубину около 90 % от толщины стенки (темный цвет на изломе свидетельствует о протекании коррозионных процессов, то есть развитии при эксплуатации)

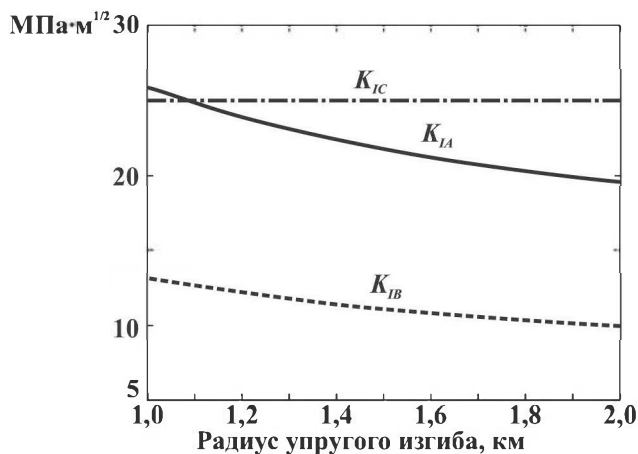


Рисунок 1.16. Зависимость коэффициентов интенсивности напряжений в точках *A* и *B* от радиуса упругого изгиба трубопровода

Таким образом, даже упругий изгиб трубопровода в пределах, допускаемых нормативными документами, может привести к развитию дефектов, не представляющих опасности для трубопроводов без изгиба.

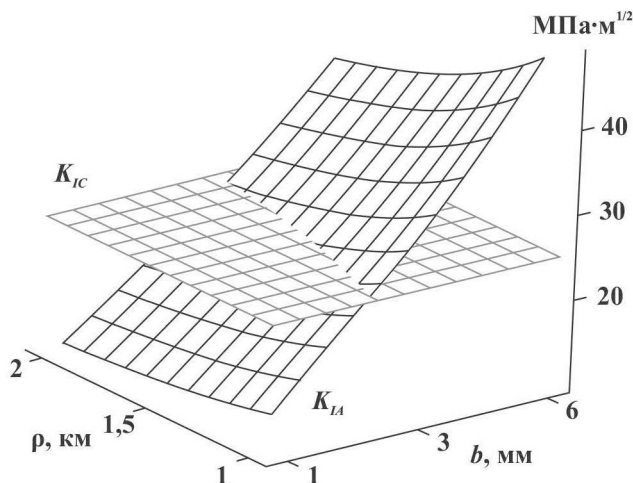


Рисунок 1.17. Зависимость КИН в точке *A* от изменения радиуса упругого изгиба трубопровода и глубины дефекта

Также следует сделать вывод, что при оценке опасности дефектов необходима оценка не только их геометрических размеров, но и общего напряженно-деформированного состояния трубопровода.

Не стоит забывать, что в процессе всего жизненного цикла газопровод подвергается различным нагрузкам и воздействиям, в том числе тем, которые еще до начала эксплуатации могут повлиять на его техническое состояние.

Наглядно практическую значимость учета нагрузок и воздействий на всех этапах жизненного цикла иллюстрируют полученные с применением средств мониторинга данные о изменении напряженно-деформированного состояния при строительстве и вводе в эксплуатацию газопровода.

На рисунке 1.18 представлен график изменения продольных напряжений, фиксированных при вводе в эксплуатацию четвертой нитки Камского перехода магистрального газопровода Уренгой – Центр 1 (резерв). Как видно, еще до ввода в эксплуатацию в металле стенки газопро-

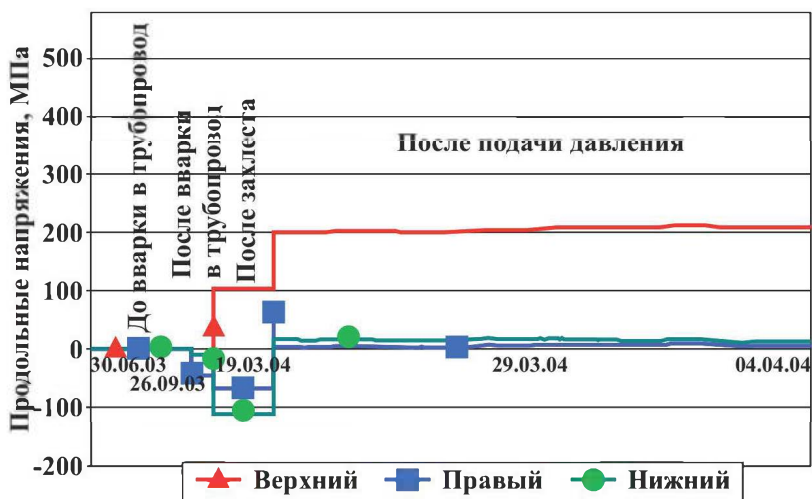


Рисунок 1.18. Изменение продольных напряжений при строительстве и вводе в действие четвертой нитки Камского перехода, газопровод Уренгой-Центр 1 (резерв)

вода уровень напряжений достигал величины 111 МПа. Если к результату расчета продольных напряжений по формуле (1.69) прибавить эту величину, оставив остальные параметры таблицы 1.5 неизменными, то КИН будут иметь следующие значения: $K_{L,A} = 26,74 \text{ Па} \cdot \text{м}^{1/2}$, $K_{L,B} = 13,53 \text{ Па} \cdot \text{м}^{1/2}$, то есть по выбранному критерию трубопровод будет находиться в предельном состоянии.

Дефект из рассматриваемого примера без учета монтажных напряжений может быть признан допустимым, а при их учете – становится недопустимым.

Таким образом, без учета монтажных напряжений была бы допущена ошибка диагностирования, состояние трубопровода могло быть признано работоспособным, и его ремонт отложен на значительное время.

Как видно, негативные природно-техногенные факторы могут значительно повлиять на техническое состояние как дефектных, так и бездефектных газопроводов, что обуславливает необходимость контроля их воздействия на всех этапах жизненного цикла.

Глава 2

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОПРОВОДОВ

2.1. МОНИТОРИНГ ГАЗОПРОВОДОВ И ЕГО ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Как было показано в главе 1, для обеспечения надежной и эффективной эксплуатации газопроводных систем необходимо учитывать весь спектр нагрузок и воздействий, которым может подвергнуться их конструкция в процессе эксплуатации, своевременно оценивать состояние системы «окружающая среда – газопровод – грунт», прогнозировать и предупреждать возможные негативные изменения этого состояния.

На сегодняшний день основным источником информации о состоянии газопроводов являются результаты периодических диагностических обследований, выполняемых различными методами и средствами неразрушающего контроля [34, 35].

Информация, получаемая по результатам диагностических обследований, к сожалению, зачастую не в полной мере отвечает критериям полноты и достоверности, что является следствием:

- неверного выбора методов и средств неразрушающего контроля исполнителем работ;
- использования при периодических обследованиях средств измерений, имеющих различную погрешность;
- применения средств контроля, допускающих возникновение системных ошибок измерения;
- фиксации только части полученной информации (оформление только окончательного заключения, содержащего сведения о наличии недопустимых дефектов);
- человеческого фактора.

Кроме того, результаты одного диагностического обследования газопровода не позволяют достоверно оценить изменение его состояния во времени, а период выполнения повторных обследований может быть достаточно длительным (до нескольких десятилетий).

Вместе с тем современный уровень науки и техники позволяет перейти от периодических диагностических обследований к непрерывному мониторингу технического состояния газопроводов, а также расширить спектр контролируемых параметров технического состояния.

Учитывая, что данная область знаний достаточно нова, прежде чем переходить к рассмотрению теоретических основ мониторинга, следует определить термины, которые будут использоваться далее.

Под **мониторингом газопроводов** следует понимать совокупность средств и исполнителей, осуществляющих непрерывный или периодический контроль параметров состояния отдельных элементов и/или всего комплекса зданий, сооружений и технических устройств, входящих в состав газопровода, а также условий внешней среды.

Следует различать **автоматизированный мониторинг газопроводов** – совокупность средств и методов, обеспечивающих проведение мониторинга с применением автоматизации и участием человека и **автоматический мониторинг газопроводов**, осуществляемый без участия человека.

Системы мониторинга газопроводов – совокупность программных и аппаратных средств, реализующих автоматический и/или автоматизированный мониторинг газопроводов.

Задачей мониторинга является оценка и прогнозирование технического состояния газопроводов на всех этапах жизненного цикла для обеспечения их надежной и эффективной эксплуатации.

Техническое состояние газопровода – это состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды значениями параметров, установленных технической документацией [36].

Под **прогнозированием технического состояния** газопровода будет пониматься определение его технического состояния на предстоящий интервал времени.

Как отмечалось, основной задачей мониторинга является определение технического состояния эксплуатируемых газопроводов на базе измерений набора параметров, часть из которых только косвенно характеризует это состояние.

На современном этапе развития технической диагностики эта задача усложняется ограниченностью информации, так как определение ряда параметров состояния газопроводов (например, ряда структурно чувствительных механических характеристик металла) невозможно без применения разрушающих видов испытаний, которые могут быть проведены только при остановке эксплуатации.

Для решения данной задачи следует применять диагностические модели, устанавливающие связь между измеряемыми параметрами (диагностическими параметрами) и параметрами состояния.

При мониторинге газопроводов можно выделить два вида диагностических моделей – **общие**, устанавливающие связь между измеряемыми параметрами и состоянием газопровода в целом, и **локальные** – устанавливающие связь между параметрами измерений и состоянием локальных элементов газопровода.

Необходимость применения различных моделей одновременно связана с тем, что переход одного элемента трубопровода в предельное состояние не всегда вызывает отказ газопровода в целом. Например, выход из строя автоматического привода запорной арматуры, если он не повлиял на возможность ручного управления, не приведет к аварийному отказу трубопровода, а повлияет только на оперативность его управления.

Применяемые для мониторинга диагностические модели можно разделить в зависимости от применяемого подхода к оценке данных на следующие виды:

- простейшие детерминистические модели, в рамках которых выполняется сопоставление результатов измерений диагностических параметров с заданными значениями и определяется состояние объекта (выносятся один диагноз);

- сложные детерминистические модели, в которых диагноз выносится по результатам моделирования работы объекта мониторинга с использованием информации измерительных подсистем в качестве граничных условий для

высокоточных физико-математических моделей (цифровых двойников);

– вероятностные модели, использующие вероятностное распознавание диагноза на основе анализа комплекса диагностических параметров, в том числе обучаемые модели (например, на базе искусственных многослойных нейронных сетей).

Следует отметить, что машинное обучение моделей, входящих в состав систем мониторинга газопроводов, традиционными способами затруднено, что связано с невозможностью доведения объекта контроля до предельного состояния. Тем не менее оно может быть осуществлено путем принудительного доведения до различных предельных состояний цифрового двойника объекта мониторинга и заменой показаний измерительных систем на получаемые от цифрового двойника расчетные значения.

Такое обучение может не только обеспечить выявление предаварийных состояний по существующим диагностическим параметрам, но и выявить новые параметры, создать более точные диагностические модели.

Очевидно, что только использование систем мониторинга позволит обеспечить эффективное применение широко внедряемой технологии цифровых двойников для газопроводов, так как данные, получаемые от средств измерения, будут использованы для уточнения моделей и граничных условий для обеспечения максимального соответствия реального объекта его цифровому двойнику.

Рассмотрим область применения мониторинга газопроводов на различных этапах их жизненного цикла.

Для обеспечения максимальной эффективности системы мониторинга ее проектирование должно начинаться вместе с проектированием магистрального газопровода. Причем диктуемые ей основные показатели и требования к оборудованию магистральных газопроводов должны задаваться уже на стадии исходных требований и реализовываться при проектировании, изготовлении и доводке.

На этапе проектирования результаты мониторинга технического состояния схожих по конструкции и условиям эксплуатации газопроводов могут быть использованы для уточнения при выборе оптимальных проектных решений.

На этапе строительства газопроводов системы мониторинга могут применяться для входного контроля поступающего оборудования и материалов на месте строительства, оценки качества строительно-монтажных работ, для установления нагрузок и воздействий, которым подвергся трубопровод при производстве строительно-монтажных работ с целью использования индивидуальных критериев оценки технического состояния при эксплуатации.

Одним из наиболее информативных этапов строительства является выполнение пусконаладочных работ, так как именно на этом этапе производится первичное нагружение технологического оборудования и трубопроводов, как правило, сопровождающееся комплексом нештатных ситуаций, данные о которых имеют ценность для всех этапов жизненного цикла объектов.

Интеграция информации, полученной системами мониторинга во время пусконаладочных работ, в цифровые двойники позволяет не только уточнить критерии оценки состояния газопровода при эксплуатации, но и выявить причинно-следственную связь между качеством оборудования, строительно-монтажных работ и его повреждаемостью в процессе эксплуатации.

Несомненно, центральным этапом жизненного цикла газопроводов является этап эксплуатации, на котором системы мониторинга технического состояния могут способствовать решению следующих задач:

- определение срока безопасной эксплуатации и разработка рекомендаций по режимам эксплуатации;
- экспертиза промышленной безопасности с целью продления срока безопасной эксплуатации объекта или оборудования, отработавшего свой нормативный срок;
- определение технических причин внеплановых остановок, инцидентов, аварий;
- определение технического состояния и разработка мер по безопасной эксплуатации оборудования после аварий, пожаров или иных внешних воздействий;
- определение эффективности мероприятий по энергосбережению и экологической безопасности и т.д.

В основе существующей системы диагностического обеспечения на данном этапе выполняются периодические обследования методами неразрушающего контроля, прово-

димые, в основном, в ручном или автоматизированном режиме.

При внедрении мониторинга объем этих обследований должен быть сокращен за счет применения встроенных средств технического диагностирования, автоматизации периодического неразрушающего контроля, а также внедрения современных методов анализа данных диагностических обследований.

Так, имеющийся опыт применения встроенных средств технического диагностирования и мониторинга оборудования и трубопроводов позволяет констатировать целесообразность внедрения такого подхода.

Например, применение систем вибромониторинга на эксплуатируемых ПАО «Газпром» газоперекачивающих агрегатах (ГПА) позволило предотвратить значительное число аварий за счет заблаговременного выявления таких дефектов, как:

- дисбаланс роторов центробежных нагнетателей после ремонтных работ;
- дефекты опорных подшипников роторов центробежных нагнетателей;
- износ элементов торсионного вала «силовая турбина – центробежный нагнетатель»;
- износ крепления лопаток входного направляющего аппарата;
- дисбаланс трансмиссии ГПА;
- дефекты лопаток рабочего колеса ЦБН;
- дефекты рабочих лопаток силовой турбины;
- попадание посторонних предметов на вход ЦБН;
- и многие другие.

Накапливаемый опыт мониторинга газопроводов показывает, что чувствительность применяемых средств позволяет не только предупредить развитие аварийных отказов по существующим диагностическим признакам, но и разработать новые диагностические признаки, позволяющие оценивать текущее состояние и прогнозировать изменение остаточного ресурса трубопроводов с высокой точностью.

Для газопроводов, эксплуатируемых в условиях переменных нагрузок и воздействий в течение длительного времени, целесообразен мониторинг изменения структур-

но-чувствительных характеристик металла, таких как статическая трещиностойкость (вязкость), ударная вязкость, стойкость к коррозионному растрескиванию и т.д.

Для отдельных случаев, когда немедленное прекращение эксплуатации газопроводов с дефектами невозможно или нецелесообразно, мониторинг развития дефектов, в том числе и трещиноподобных, может позволить продлить срок их эксплуатации.

Применение систем мониторинга при ремонте должно решать задачи:

- выдачи рекомендаций по срокам и видам ремонтов;
- контроля качества ремонтных работ;
- определения срока безопасной эксплуатации после ремонта.

Основные задачи при реконструкции или модернизации:

- обоснование необходимости и оптимизации объемов реконструкции или модернизации;
- контроль качества строительно-монтажных работ в процессе реконструкции.

Завершающим этапом жизненного цикла является вывод из эксплуатации и утилизация, решение о которых также необходимо принимать по результатам диагностического обследования, исследуя при этом возможность профильного или непрофильного использования технологического и вспомогательного оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений объекта, возможности вторичного использования отдельных элементов технологического и вспомогательного оборудования МГ, трубопроводов, зданий и сооружений объекта и т.д.

2.2. РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ГАЗОПРОВОДОВ

В мировой практике все большее распространение получает подход к организации ремонтно-технического обслуживания газопроводов на всех этапах его жизненного цикла, реализуемый в системах управления целостностью активов (Asset integrity management systems).

В рамках такого подхода планирование различных работ не осуществляется независимо, а реализуется связный комплекс мероприятий по планированию и управлению ресурсами предприятия, организации работ по техническому обслуживанию и ремонту на основании выбранной предприятием стратегии обслуживания.

Как правило, управление целостностью осуществляется с применением стратегии Reliability-Centered Maintenance (RCM) – обслуживания, направленного на обеспечение надежности. Основным отличием этой стратегии является определение объема ремонтно-технического обслуживания каждой конкретной единицы оборудования, исходя из критичности ее отказа для работы всей производственной системы, вероятности и последствий возможных отказов, то есть на основании комплексного анализа возможных рисков [37].

В рамках данной стратегии мониторинг газопроводов является не только главным источником информации о техническом состоянии, но и фактором, определяющим уровень рисков, а также объемы и сроки выполнения технического обслуживания и ремонта.

Так, например, при оценке опасности дефектов труб, как правило, используются консервативные модели и значительные коэффициенты запаса, предназначенные для компенсации неполноты информации о фактических режимах эксплуатации трубопроводов, а также возможных ошибок измерения.

При непрерывном мониторинге технического состояния газопроводов такой подход не оправдан, так как могут быть применены более точные модели, повышена достоверность оценки остаточного ресурса и, как следствие, уточнены и оптимизированы объемы и сроки проведения ремонтно-технических работ.

Другим важным аспектом является разработка методики оценки технико-экономической эффективности дополнения или полной замены работ по неразрушающему контролю оценкой технического состояния системами мониторинга.

Такую оценку видится целесообразным проводить в рамках принятой предприятием стратегии технического обслуживания и ремонта. Для стратегии RCM оценку эф-

фективности применения систем мониторинга можно выполнить с применением подхода, изложенного в работе [38].

Согласно ГОСТ Р 51901-2002 [39], риск характеризуется как «сочетание вероятности события и его последствий», тогда совокупный техногенный риск для i -го элементарного участка трубопровода может быть представлен следующим выражением:

$$R_i = P(t) \cdot Y_i = f_n \cdot \sum_{m=1}^M P_{im}(t) \cdot Y_{im}, \quad (2.1)$$

где $P(t)$ – ожидаемая вероятность аварии на i -м элементарном участке газопровода при наработке t часов; Y_i – мат. ожидание ущерба от аварии на i -м элементарном участке, руб.; f_n – ожидаемая частота аварий i -м элементарном участке, аварий/год; M – общее число рассматриваемых сценариев аварий на участке; P_{im} – условная вероятность реализации m -го сценария аварии; Y_{im} – ожидаемый ущерб при реализации m -го сценария аварии, руб.

При этом ожидаемый ущерб, учитываемый при расчете совокупного техногенного риска, представляет сумму ущербов [40]:

$$Y_{im} = Y_{сэ} + Y_{пр} + Y_{им.др.л} + Y_{л.а} + Y_{экол}, \quad (2.2)$$

где $Y_{сэ}$ – социально-экономический ущерб (здоровью и жизни людей); $Y_{пр}$ – ущерб имуществу владельца; $Y_{им.др.л}$ – ущерб имуществу третьих лиц; $Y_{л.а}$ – затраты на локализацию аварии и ликвидацию последствий; $Y_{экол}$ – экологический ущерб.

По своему определению, аварийный отказ является переходом в одно из предельных состояний. Для газопроводов выделяют несколько характерных предельных состояний, изложенных в работах [23, 32]. При этом вероятность перехода в i -е предельное состояние при аварии будет равна:

$$P(PC_i) = P(A) \cdot P(PC_i|A), \quad (2.3)$$

где $P(A)$ – вероятность наступления аварии на рассматриваемом участке газопровода; $P(PC_i|A)$ – вероятность

наступления i -го предельного состояния при возникновении аварии.

Для оценки эффективности систем мониторинга необходимо применение различных критериев, одним из которых может быть величина вероятности выявления системой состояния газопровода, предшествующего его переходу в предельное состояние через заданный промежуток времени $dt - P(B)$.

Для идеальной системы мониторинга будет выполняться равенство $P(B_i) = P(ПC_i)$ и величина $P(B)$ будет равняться:

$$P(B) = \sum_{i=1}^n P(ПC_i). \quad (2.4)$$

Следующим критерием для оценки эффективности систем должна являться $P(C_i)$ – величина вероятности предупреждения перехода трубопровода к предельному состоянию $ПC_i$ через промежуток времени dt путем корректирующего воздействия оператора системы мониторинга, определяемая по формуле:

$$P(C_i) = P(B_i) \cdot P(C_i|B_i), \quad (2.5)$$

где $P(C_i|B_i)$ – вероятность корректировки технического состояния газопровода при выявлении предаварийного состояния B_i , определяемая характером предельного состояния, техническими характеристиками системы мониторинга, человеческим фактором, степенью автоматизации системы и пр.

Учитывая изложенное, снижение вероятности отказа на технологических трубопроводах с применением системы мониторинга $\Delta P(A)$ можно найти по формуле:

$$\Delta P(A) = \sum_{i=1}^n P(C_i). \quad (2.6)$$

Переходя к риску, учитывая формулы (2.1)–(2.6), можно получить выражение для оценки снижения техногенного риска ΔR при установке системы мониторинга:

$$\Delta R = \sum_{i=1}^n P(B_i) \cdot P(C_i|B_i) \cdot Y_i, \quad (2.7)$$

где Y_i – мат. ожидание ущерба при переходе в i -е предельное состояние, руб.

Отнеся снижение риска ΔR к значению затрат на установку и эксплуатацию системы мониторинга, получим критерий оценки необходимости установки системы мониторинга K_{CM} :

$$K_{CM} = \frac{\sum_{i=1}^n P(B_i) \cdot P(C_i|B_i) \cdot Y_i}{Z_M}, \quad (2.8)$$

где Z_M – затраты на установку и эксплуатацию системы мониторинга, руб.

Аналогично может быть оценена целесообразность замены работ по техническому диагностированию на мониторинг технического состояния:

$$K_D = \frac{Z_D \sum_{i=1}^n P(B_i) \cdot P(C_i|B_i) \cdot Y_i}{Z_M \sum_{i=1}^n P(D_i) \cdot P(E_i|D_i) \cdot Y_i}, \quad (2.9)$$

где K_D – численный критерий оценки эффективности замены технического диагностирования системой мониторинга. В случае, если $K_D \geq 1$, использование системы мониторинга вместо выполнения работ по техническому диагностированию целесообразно; Z_D – затраты на выполнение работ по техническому диагностированию, руб.; $P(D_i)$ – вероятность выявления при техническом диагностировании состояния объекта D_i , предшествующего переходу в i -е предельное состояние, при котором можно избежать этого перехода; $P(E_i|D_i)$ – вероятность корректировки технического состояния объекта при выявлении предаварийного состояния E_i при выполнении работ по техническому диагностированию.

При использовании формул (2.8) и (2.9) следует обратить внимание на то, что если $K_{CM} < 1$, а $K_D \geq 1$, то суще-

ствующая система технического диагностирования неэффективна, и следует рассмотреть возможность оптимизации объема и состава выполняемых работ или совершенствования системы мониторинга.

С помощью формулы (2.9) также может быть выполнена оценка эффективности совместного применения систем мониторинга и периодических обследований (объем которых может быть оптимизирован за счет уменьшения частоты и объемов обследований, применения оборудования с менее жесткими техническими требованиями и т.д.).

Как видно из формул (2.8) и (2.9), эффективность системы мониторинга зависит от затрат на установку и эксплуатацию, а также способности заблаговременно выявлять предаварийные состояния. Эти характеристики определяются устройством системы мониторинга, что обуславливает актуальность определения оптимальных принципов построения структуры систем мониторинга.

2.3. ОБОСНОВАНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ И ЧИСЛА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА

Одним из важнейших факторов, характеризующих эффективность мониторинга, является способность выявлять состояние объекта, предшествующее переходу в предельное состояние.

На первый взгляд, элементарным путем достижения максимальной эффективности является установка множества различных средств измерения на всех деталях и узлах объекта мониторинга, однако это повлечет за собой увеличение стоимости установки и обслуживания указанной системы, что в соответствии с формулой (2.8) приведет к снижению значения K_{CM} .

В случае, если это приведет к значению K_{CM} меньше единицы, то такое увеличение числа средств измерения даст эффект, обратный ожидаемому.

Как видно, при определении числа средств измерения, входящих в системы мониторинга, проектировщик сталкивается со сложной оптимизационной задачей: необходимостью обеспечения максимальной эффективности при

оценке состояния объекта и минимизацией затрат на систему мониторинга.

В настоящее время существует множество различных методов оптимизации, позволяющих решить эту задачу при наличии исходных данных о возможностях выявления средствами измерения необходимых параметров на конкретном объекте.

Для получения этих данных при оценке технического состояния эффективным является проведение расчетных экспериментов с применением цифровых двойников объекта.

Рассмотрим пример практического использования такого подхода, реализованный специалистами СУ «Леноргэнергогаз» (М.М. Адмакиным, М.Г. Полетаевым, В.Г. Цветковым, О.Н. Арюковым и др.) при обосновании расположения средств измерения деформации для мониторинга НДС технологической обвязки ГПА и выходного шлейфа компрессорной станции (КС) магистрального газопровода.

Технологические трубопроводы КС, в зависимости от конструктивных и эксплуатационных особенностей, были условно разделены на следующие группы:

Группа 1 – трубопроводная обвязка ТПО ГПА и рециркуляционный коллектор.

Группа 2 – ТПО АВО газа.

Группа 3 – выходной коллектор ПУ и входной коллектор ГПА.

Группа 4 – входной шлейф и входной коллекторы ПУ, нагнетательные коллекторы до выхода с территории промплощадки.

В рамках настоящего пособия рассмотрим **Группу 1** – ТПО ГПА.

Для решения поставленной задачи был создан цифровой двойник объекта мониторинга, основу которого составила механическая модель объекта мониторинга, описываемая классическими уравнениями механики деформируемого твердого тела.

Для выполнения расчетных экспериментов применялся численный метод решения уравнений – метод конечных элементов. Практическая реализация цифрового двойника осуществлялась с помощью программного комплекса ANSYS.

Геометрия пространственного положения точек оси ТПО, подземных технологических трубопроводов и точек поверхности грунта строилась на основании данных исполнительной документации и результатов диагностических обследований. Поверхность земли в зоне промплощадки принималась плоской.

Основные типоразмеры труб подземных, надземных коллекторов и ТПО оборудования КС, а также физико-механические свойства сталей представлены в таблице 2.1.

Для аппроксимации кривой деформирования упруго-пластических материалов использовалась билинейная модель.

Расчетные эксперименты выполнялись с применением технологии суперэлементов, для чего вся обвязка станции была разделена на 4 суперэлемента в соответствии с выбранными ранее технологическими группами.

Каждый суперэлемент представляет собой конечно-элементную сетку со всеми приложенными нагрузками и, после расчета в общей сборке, может рассматриваться и анализироваться отдельно от остальных элементов сборки.

Основная стыковка суперэлементов производилась средствами стандартного интерфейса, через «couple dofs». Также для стыковки в зоне ПУ была построена балочная модель пылеуловителей и стыковка производилась через контактные элементы (рисунок 2.1). Для компенсации давления по разомкнутому на стыке контуру были приложены осевые силы.

В соответствии с исходными данными расчет статического НДС производился при действии рабочего давления 9,96 МПа в трубах нагнетательного контура и 5,6 МПа в трубах всасывающего контура.

Также в качестве воздействия задавался температурный перепад:

- 78 °С в трубах нагнетательного контура до АВО;
- 35 °С в трубах нагнетательного контура после АВО.

Учитывался собственный вес труб и трубопроводной арматуры. Влияние грунта на подземные участки ТПО моделировалось с помощью наружного слоя конечных элементов со специальными свойствами материала. Модуль Юнга этого материала варьировался в пределах от

Таблица 2.1

Основные типоразмеры труб и свойства сталей

D×t, мм		Марка стали	ГОСТ, ТУ	Временное сопротивление, кгс/см ²	Предел текучести, кгс/см ²	K1	K2	n
<i>Прямые трубы</i>								
530×12 720×16 1020×21 1020×25 1420×32		10Г2ФБЮ	ТУ 1381-012-057578482005	6000	4700	1,34	1,15	1,00
<i>Отводы штамповарные</i>								
530×16		10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
720×20		10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
1020×28		10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
1420×42		10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
<i>Тройники штамповарные</i>								
Магистраль D×t×L, мм	Ответвление d×t×H, мм	Марка стали	ГОСТ, ТУ	Временное сопротивление, кгс/см ²	Предел текучести, кгс/см ²	K1	K2	n
1020×28×480	530×16×870	10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
1420×42×650	720×22×1110	10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00

Продолжение таблицы 2.1

Магистраль D×t×L, мм	Ответвление Ф×t×H, мм	Марка стали	ГОСТ, ТУ	Временное сопротивление, кгс/см ²	Предел теку- чести, кгс/см ²	K1	K2	n
1420×45×925	1020×30×1170	10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
720×30×480	530×12×720	10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
530×24×425	325×12×630	09Г2С	ГазТУ 102-488/1-05	5000	3500	1,40	1,15	1,00
<i>Переходы концентрические штамповарные</i>								
Большой диа- метр перехо- да, D×t, мм	Малый диа- метр перехо- да, D×t, мм	Марка стали	ГОСТ, ТУ	Временное сопротивление, кгс/см ²	Предел теку- чести, кгс/см ²	K1	K2	n
1420×34	1020×34	10Г2ФБЮ	ГазТУ 102-488/1-05	6000	4500	1,40	1,15	1,00
1420×30	720×21	10Г2ФБЮ	ТУ 1469-006- 001532292009	6000	4500	1,40	1,15	1,00

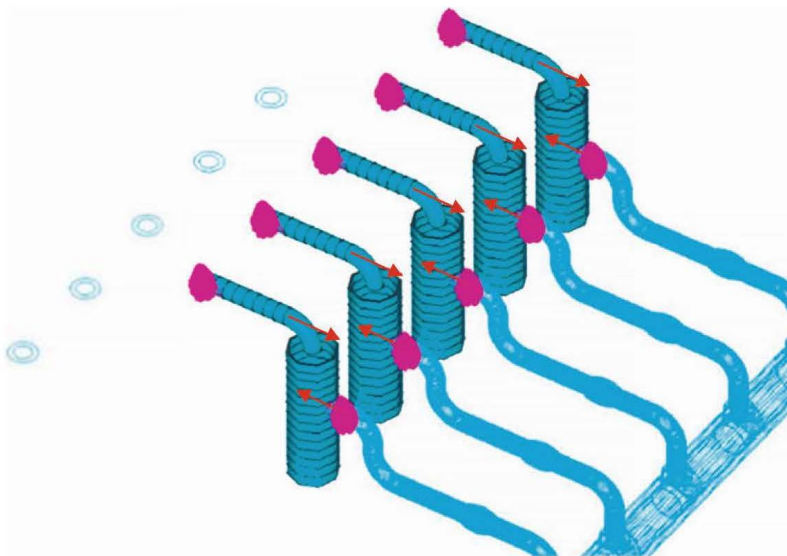


Рисунок 2.1. Сборка суперэлементов, стыковка через пылеуловители

0,5 до 200 МПа, что соответствует очень мягким и плотным грунтам.

Взаимодействие ТПО с надземными и подземными опорами в соответствии с их типом и назначением задавалось формированием соответствующих граничных условий или введением дополнительных конечных элементов с заранее заданными упругими свойствами.

Так, например, лобовые опоры моделировались двумя линиями граничных условий с запретом смещений в одном из направлений, а скользящие опоры моделировались разрешенными узловыми перемещениями в направлении оси трубопровода и вокруг нее в местах их расположения.

Рассмотрим результаты расчетных экспериментов, моделирующих условия эксплуатации на цифровом двойнике каждой из выделенных групп.

На рисунке 2.2 представлена построенная трехмерная модель ТПО ГПА, а на рисунке 2.3 – ее конечно-элементная модель. После проведения расчета были определены перемещения, деформации и напряжения в ТПО ГПА. На рисунке 2.4 представлена исходная геометриче-

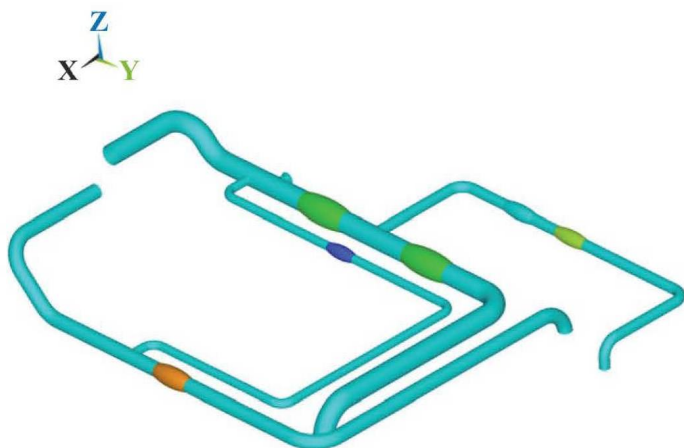


Рисунок 2.2. Трехмерная модель трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата

ская модель ТПО (обозначена черной сеткой) и ее деформированная форма (цветная), полученная путем значительного масштабирования перемещений.

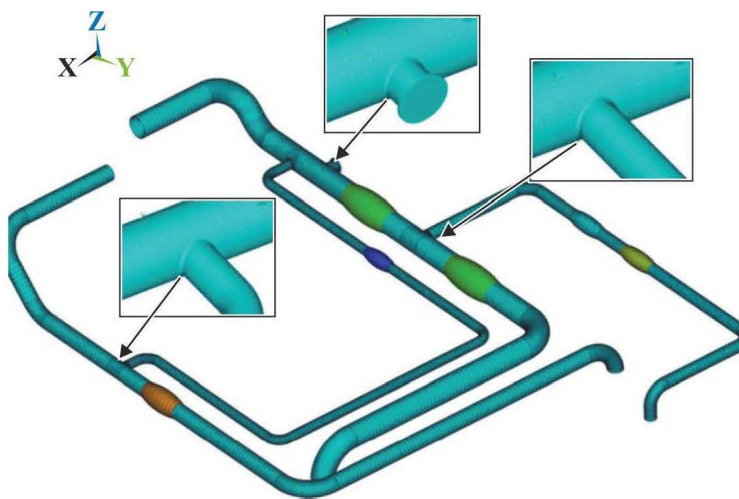


Рисунок 2.3. Конечно-элементная трубопроводная обвязка газоперекачивающего агрегата

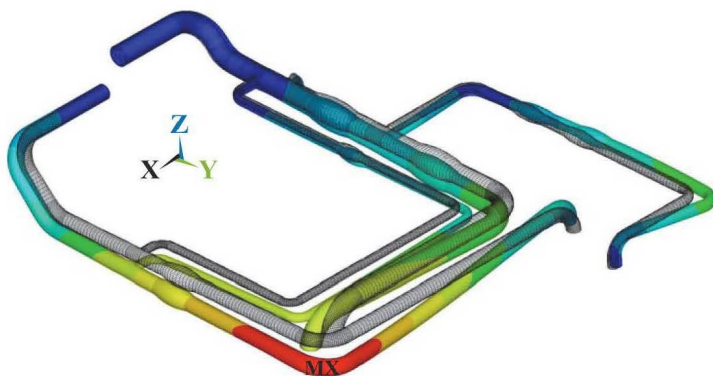


Рисунок 2.4. Трубопроводная обвязка ГПА в исходном (черный цвет) и деформированном состоянии (разноцветная)

На рисунках 2.5–2.7 показаны поля распределения компонент u_x , u_y и u_z перемещения, а также суммарного перемещения (рисунок 2.8) в ТПО ГПА.

Наибольшие перемещения наблюдаются:

- в отводе выходного участка ТПО ГПА – около 31 мм;
- в отводе водного участка ТПО ГПА к выходному коллектору АВО – около 13 мм.

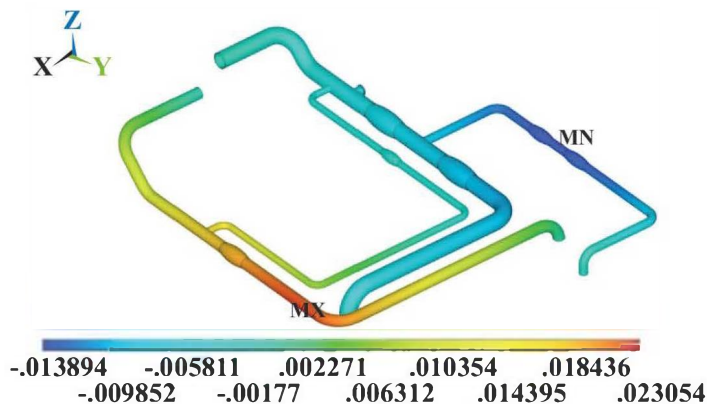


Рисунок 2.5. Распределение компоненты u_x перемещений по ТПО ГПА, м

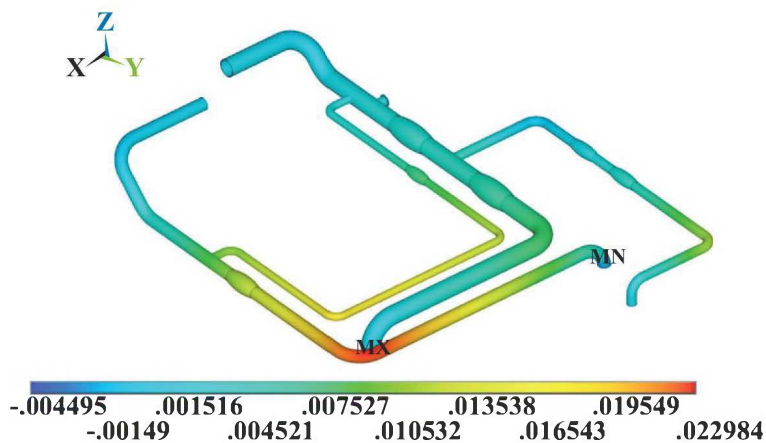


Рисунок 2.6. Распределение компоненты u_y перемещений по ТПО ГПА, м

Значительные перемещения в большей степени вызваны термдеформациями, вызванными перепадом температур. Вблизи мест наибольших перемещений можно ожидать повышенного напряженного состояния в элементах и соединениях ТПО.

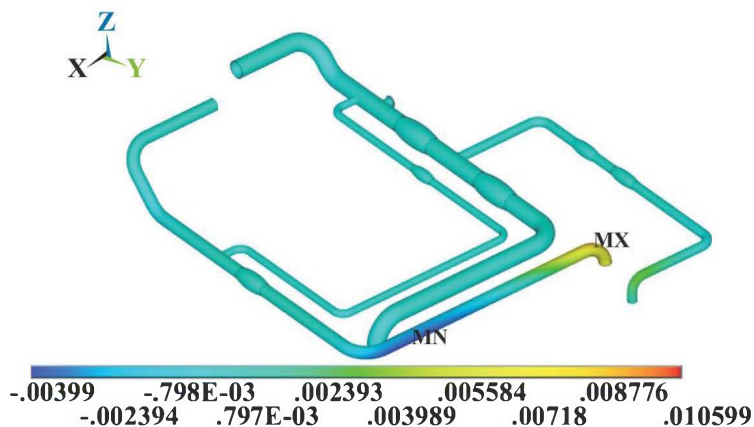


Рисунок 2.7. Распределение компоненты u_z перемещений по ТПО ГПА, м

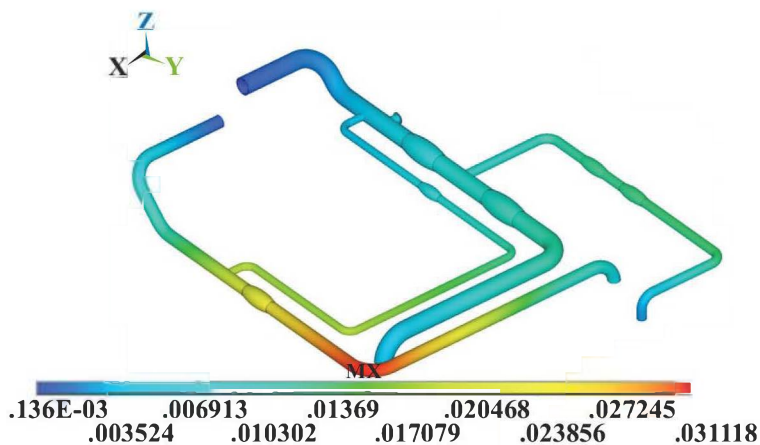


Рисунок 2.8. Распределение модулей вектора перемещения по ТПО ГПА, м

Рассматривая поле распределения деформаций (рисунок 2.9) нельзя не отметить, что сплошной светло-синий цвет трубопроводов основной части ТПО ГПА свидетельствует о том, что при расчетных нагрузках деформации не выходят за пределы упругих, а полные деформации не превышают 0,1 %.

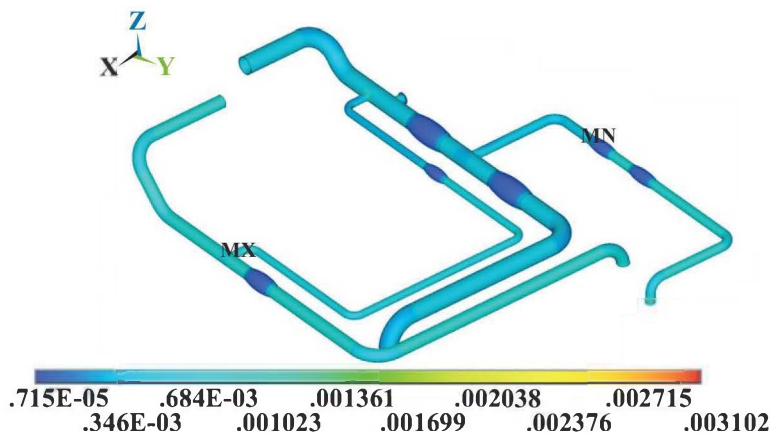


Рисунок 2.9. Распределение эквивалентных деформаций в ТПО ГПА

В тройниках входного и выходного контуров ТПО ГПА выявлены локальные зоны, в которых возникают пластические деформации. Наибольшие полные деформации (до 0,31 %) возникают в тройнике, соединяющем выходной контур ТПО ГПА с байпасной линией, что также является допускаемой величиной.

На рисунках 2.10 и 2.11 представлено распределение эквивалентных напряжений (по теории Губера – Мизеса – Генки) в ТПО ГПА. Как видно, трубы Ду 1000 почти полностью окрашены в светло-зеленый цвет, которому соответствует диапазон напряжений от 105 МПа до 170 МПа. В трубах диаметра Ду 400 напряжения не превышают 130 МПа.

Наиболее нагруженным является тройник Ду 1000×400, соединяющий выходной коллектор ТПО ГПА и линию байпаса (рециркуляции). В нем, вследствие совместного действия давления и изгиба, вызванного термодетформациями, достигается максимум эквивалентного напряжения – 474 МПа на внутренней поверхности тройника.

В остальных тройниках, входящих в состав ТПО ГПА, величина напряжений снижается по мере удаления от тройников, а характер распределения приближается к симметричному, что говорит об уменьшении влияния изги-



Рисунок 2.10. Распределение эквивалентных напряжений в ТПО ГПА, Па

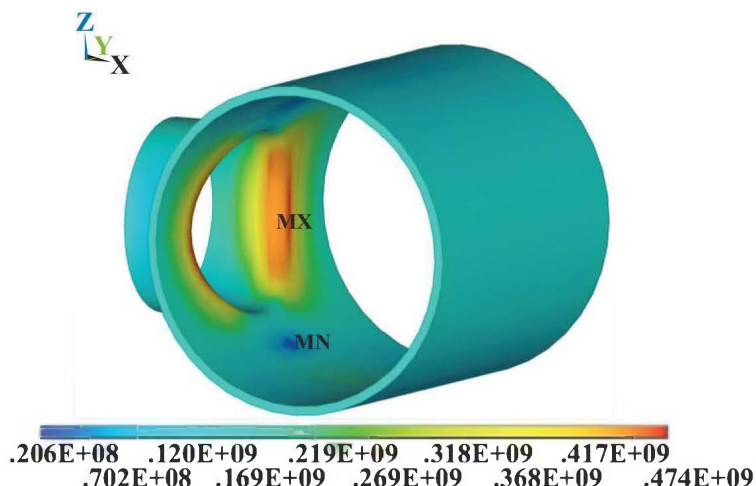


Рисунок 2.11. Зона максимальных напряжений в ТПО ГПА, Па

ба. Однако в элементах типа «отвод» наблюдается повышенное, по сравнению с остальной частью ТПО, значение напряжения.

С целью определения возможности наступления предельного состояния, вследствие развития усталостной трещины в зоне упругопластической деформации наиболее нагруженного тройника, был выполнен расчет его циклической прочности, показавший, что ресурс тройника составляет 5050 от нулевых циклов нагружения, что впоследствии было учтено при определении критериев оценки диагностических параметров в детерминистической модели.

Рассмотрим также результаты исследования динамического поведения ТПО КС при наложении на статическое внутреннее давление незначительной по амплитуде пульсирующей составляющей, изменяющейся по гармоническому закону в достаточно широком диапазоне частот низкочастотной части спектра.

Целью этих исследований являлось получение амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) для различных механических характеристик (перемещений, деформаций и напряжений) и точек ТПО. Анализ АЧХ позволяет вы-

явить наиболее динамически активные участки ТПО, определить диапазоны частот гармонически изменяющейся составляющей внутреннего давления, которые могут привести к повышенным вибрациям отдельных участков ТПО, оценить динамические коэффициенты концентрации по напряжениям и т.п.

Амплитудное значение переменной составляющей внутреннего давления принималось равным 1 % от величины рабочего статического давления. Такое соотношение между постоянной и переменной составляющими внутреннего давления выбрано по результатам обработки экспериментальных измерений, ранее выполненных на ТПО подобных КС. Таким образом, учитывая, что на КЦ-1 КС «Добрянская» рабочее давление составляет 9,9 МПа, амплитуда переменной составляющей принималась равной 0,099 МПа.

Частоты гармонического возбуждения, на которых численно исследовались динамические характеристики ТПО, изменялись в диапазоне от 1,5 до 100 Гц с шагом 0,5 Гц, то есть в низкочастотной части спектра, с верхней границей выше первой оборотной частоты.

Такой выбор диапазона исследований был сделан по результатам анализа спектральных характеристик виброизмерений, выполненных ранее на подобных ТПО. В этих спектрах обнаружено присутствие гармоник на частотах, ниже первой оборотной и сравнимых с ней по амплитуде вызываемых вибраций.

В результате расчета получено НДС для каждой частоты вынуждающей нагрузки.

Для определения АЧХ были выбраны 3 зоны на обвязке.

На рисунке 2.12 приведена схема с указанием точек, в которых анализировались напряжения для формирования АЧХ.

Точки расположены на отводах 90×1020, в зоне перехода трубы в грунт.

Рассмотрено 3 узла по толщине трубы, 1.1–7.1 – на внешней поверхности, 1.2–7.2 – в середине стенки трубы, 1.3–7.3 на внутренней поверхности трубы (первая цифра – номер обвязки по рисунку 2.12, вторая – номер рассматриваемого узла).

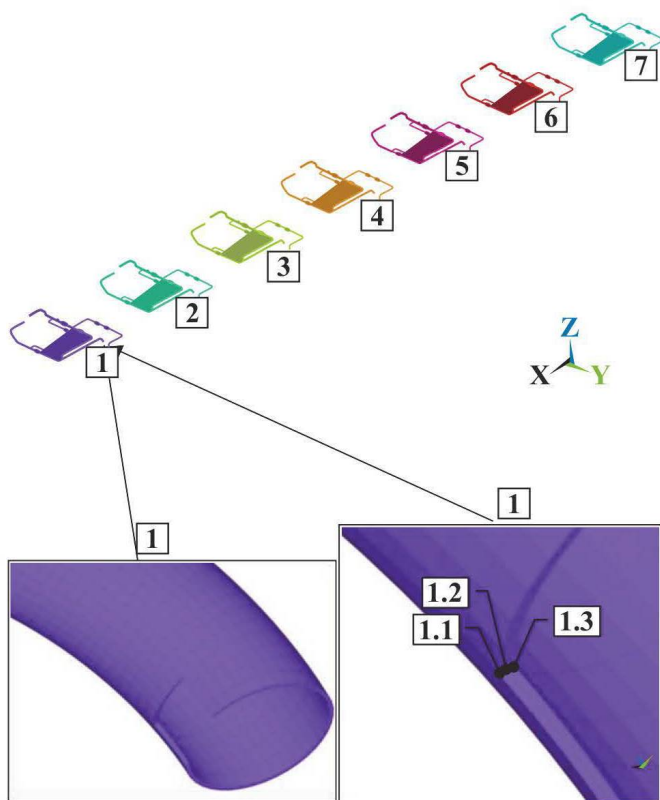


Рисунок 2.12. Схема точек для определения АЧХ

Для обвязки ГПА был проведен модальный анализ и получены собственные частоты и формы колебаний в диапазоне от 5 до 100 Гц. При этом учитывалось предварительно напряженное состояние обвязки.

Так как конструктивные элементы станции повторяются группами, то и собственные частоты состоят из групп того же количества близких частот.

На рисунках 2.13–2.15 приведено сравнение собственных и вынужденных форм колебаний на резонансных частотах и максимумах АЧХ.

Как следует из расчета, максимальные значения напряжений достигаются в двух областях:

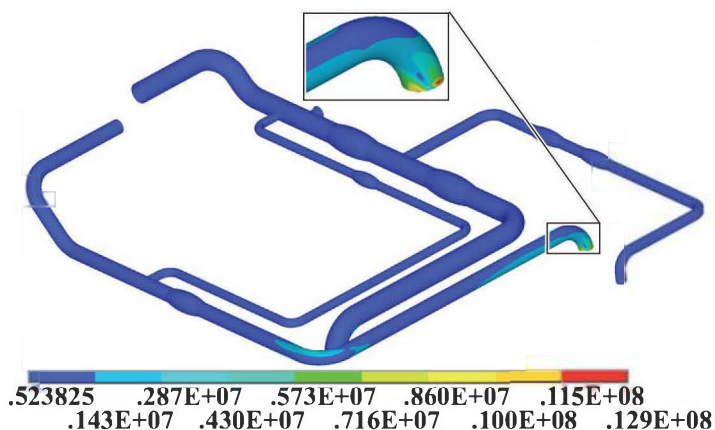


Рисунок 2.13. Форма вынужденных колебаний на частоте 88 Гц, мнимая часть.

Эквивалентные напряжения, Па. Максимум на АЧХ

1. На отводах 90×1020, в зоне перехода трубы в грунт. Максимальные эквивалентные напряжения достигают 15,6 МПа.

2. В зоне опоры на выходном патрубке ГПА. Максимальные эквивалентные напряжения достигают 12,2 МПа.

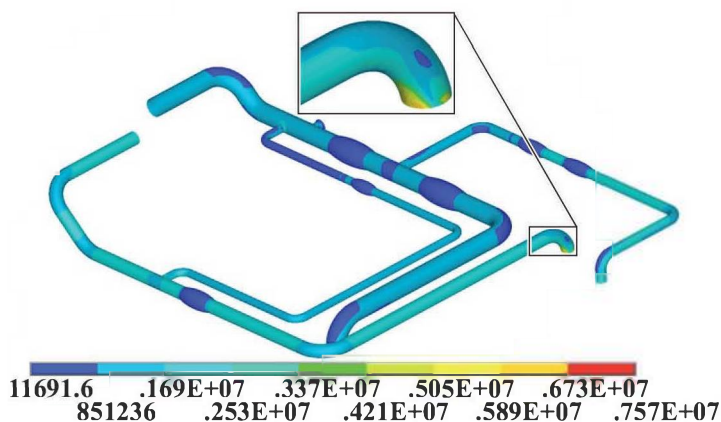


Рисунок 2.14. Форма вынужденных колебаний на частоте 88 Гц, реальная часть.

Эквивалентные напряжения, Па. Максимум на АЧХ

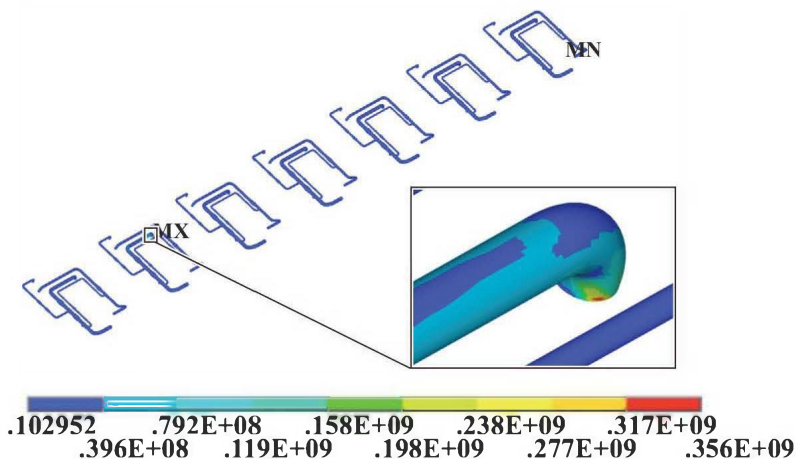


Рисунок 2.15. Форма собственных колебаний на частоте 46,013 Гц.
Эквивалентные напряжения, Па

Из анализа АЧХ и картины распределения напряжений видно, что максимальные значения напряжений достигаются в области 3-х основных собственных частот:

87–94 Гц. Резонанс по 184–190, 192–198 формам. Концентрация на отводах, в зоне перехода трубы в грунт.

47,53 Гц. Резонанс по 150–156 формам. Концентрация на отводах, в зоне перехода трубы в грунт.

38–43 Гц. Резонанс по 133–135 формам. Концентрация в зоне опоры на выходном патрубке ГПА.

22,116 Гц. Резонанс по 67–73 формам. Концентрация на отводах, в зоне перехода трубы в грунт.

Во время эксплуатации станции следует обращать внимание на элементы ТПО, содержащие зоны концентрации. И, по возможности, избегать гармонических нагрузок на указанных выше частотах.

На основе анализа всех полученных результатов расчетов были выделены «узкие места» конструкции ТПО:

– по статическому НДС:

➤ тройник люк-лаза 1020×530 по линии нагнетания газа (после ЦБН);

➤ тройник 1020×426 по линии рециркуляции газа;

➤ катушка 1020 на выходе из ЦБН;

Схема 1. Масштаб 1:25

Расположение датчиков на катушке 1020

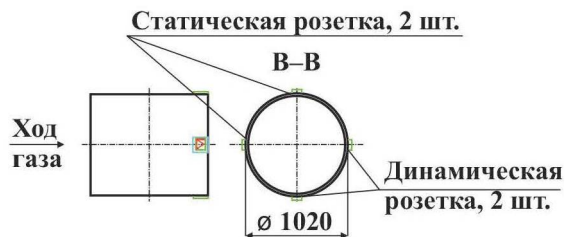


Схема 2. Масштаб 1:25

Расположение датчиков на тройнике (люк-лаз) 1020х530



Схема 3. Масштаб 1:25

Расположение датчиков на тройнике 1020х426



Схема 4. Масштаб 1:25

Расположение датчиков на отводе 90°х1020

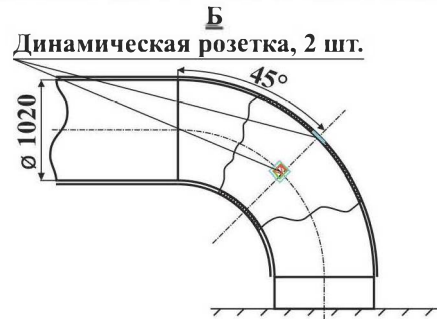


Рисунок 2.16. Расположение датчиков, обеспечивающее контроль возможного изменения НДС

➤ отвод 90° 1020 на нагнетательном коллекторе в зоне перехода трубы в грунт;

– по динамическому поведению в низкочастотном диапазоне (до 100 Гц):

➤ вертикальные переходы подземной-надземной части и тройниковые соединения.

Полученные результаты позволили определить не только потенциально опасные элементы ТПО ГПА, но и необходимый состав измерительных систем, а также их расположение (рисунок 2.16).

Глава 3

МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОПРОВОДОВ

3.1. АЭРОКОСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

В последние годы аэрокосмические технологии находят все более широкое применение для мониторинга инженерных сооружений, в том числе газопроводных систем.

Дистанционные методы зондирования, используемые для аэрокосмического мониторинга, основаны на интерпретации результатов измерения различных параметров электромагнитного излучения, которое отражается либо излучается объектом мониторинга и регистрируется в некоторой удаленной от него точке [41].

Так же, как и методы неразрушающего контроля, методы зондирования разделяют на активные и пассивные в зависимости от источника излучения: пассивные методы основаны на регистрации собственного электромагнитного излучения поверхности земли и отраженного солнечного излучения, а при активном зондировании фиксируется отраженное от объекта излучение, сгенерированное средством мониторинга.

При использовании пассивных методов зондирования измерения осуществляются в диапазоне длин волн от 0,25 мкм до 1 м, который условно подразделяют на ряд меньших диапазонов [41]:

- 0,25–0,4 мкм – ультрафиолетовый диапазон;
- 0,4–0,7 мкм – видимый диапазон;
- 0,7–1,3 мкм – ближний инфракрасный диапазон;
- 1,3–3 мкм – средний инфракрасный диапазон;
- 3–1000 мкм – дальний, или тепловой инфракрасный

диапазон;

– 1000 мкм – 1 м – миллиметровый и микроволновый диапазон.

Следует отметить, что электромагнитное излучение, проходя через различные слои атмосферы, несколько трансформируется, что связано, прежде всего, с поглощением части излучения и его рассеиванием (так называемой атмосферной коррекцией).

Выделяют три типа взаимодействия электромагнитного излучения с объектами: отражение, поглощение и пропускание [41].

Идентификация объектов на снимках (двухмерных растровых изображениях, полученных путем фиксации излучения заданной пространственной зоны контроля) построена на различии свойств отраженного, поглощенного и пропущенного излучения различных объектов.

Различают плановую, перспективную и горизонтальную съемки [42]:

- **плановая съемка** – с углами наклона оси визирования, не превышающими 3° ;

- **перспективная съемка** – с углами наклона оси визирования от 3° до $70-80^\circ$;

- **горизонтальная съемка** – с углом наклона, равным 0° .

По способу проектирования изображения различают следующие виды съемки [42]:

- **кадровая**, при которой изображение одновременно проектируется на чувствительный элемент;

- **щелевая** – изображение формируется во время поступательного движения носителя (летального аппарата или спутника) как совокупность полос снимаемой поверхности, формируемых экспонирующей щелью объектива;

- **панорамная** – изображение проектируется при построчном сканировании поверхности перпендикулярно линии полета центральной частью поля зрения объектива, когда скорость перемещения изображения синхронизирована со скоростью перемещения носителя;

- **сканерная** – изображение формируется точечным сканированием перпендикулярно направлению полета носителя благодаря движению сканирующего устройства, а вдоль направления – за счет суммирования строк (в последние годы используются приемники излучения на осно-

ве приборов с зарядовой связью (ПЗС), дающие изображение сразу целой строки без механического движения сканирующего устройства);

– **с боковым линейным сканированием** – изображение формируется линейным сканированием в перпендикулярном направлении к полету с фиксированным поперечным углом наклона с последующим суммированием строк в направлении полета;

– **одновременная на три линейки** (вперед – в надир – назад) – изображение формируется линейным сканированием: с отклонением вперед на продольный угол $+\Omega$ (первая линейка), с отклонением в точку надира (вторая линейка), с отклонением назад на продольный угол $-\Omega$ (третья линейка) с последующим суммированием строк в направлении полета.

В зависимости от фиксируемого диапазона спектра электромагнитного излучения различают основные виды аэрокосмической съемки:

– **в видимом диапазоне**, осуществляемую на фотографические пленки и твердотельные приемники. При таком диапазоне могут быть получены черно-белые панхроматические изображения, цветные изображения, спектрально-нальные и многозональные изображения. Основным препятствием для выполнения такой съемки является отсутствие видимости из-за различных факторов (темное время суток, облачность, туман и т.п.);

– **инфракрасную**, осуществляемую в ближнем, среднем и дальнем инфракрасных диапазонах. В ближнем диапазоне регистрируется отраженное солнечное излучение, в двух остальных – собственное тепловое излучение. Для получения инфракрасных снимков использует тепловизоры различных типов. Данный вид съемки может осуществляться в темное время суток, при этом погодные условия также являются препятствием для съемки;

– **лазерную**, осуществляемую в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне путем использования лазерного локаатора (лидара), генерирующего в импульсном режиме электромагнитное излучение, направление которого задается оптической системой, которое фиксируется в режиме сканирования;

– **радиолокационную**, осуществляемую в микроволновом диапазоне с помощью активного источника излучения радиолокатора бокового обзора. При таком виде съемки фиксируется изменение интенсивности отраженного радиосигнала от объекта съемки. Погодные условия не являются помехой для данного вида съемки, а при должном подборе длины волны технологии радиолокационного зондирования позволяют оценивать изменение положения подповерхностных объектов (например, подземных газопроводов);

– **радиотепловую**, осуществляемую в микроволновом диапазоне 100 см – 1 мм с помощью радиолокаторов в пассивном режиме;

– **аэрогеохимическую**, основанную на регистрации летучих элементов и соединений в атмосфере с помощью оптических спектрометров, регистрирующих спектры атомного поглощения химических элементов в газовой фазе.

Также может применяться пассивная съемка в ультрафиолетовом диапазоне, осуществляемая с летательных аппаратов при небольшой высоте полета.

Рассмотрим пример использования космических средств дистанционного зондирования земли (ДЗЗ) для решения задач мониторинга газопроводов.

Широкое применение для мониторинга изменения планово-высотного положения поверхности Земли в зоне пролегания газопроводов, а также для мониторинга самих газопроводов нашла радиолокационная космическая интерферометрия [43].

В рамках данной технологии для космической съемки используются когерентные радиолокаторы с синтезированной апертурой антенны, фиксирующие амплитуды и фазы сигналов, отраженных от объекта мониторинга.

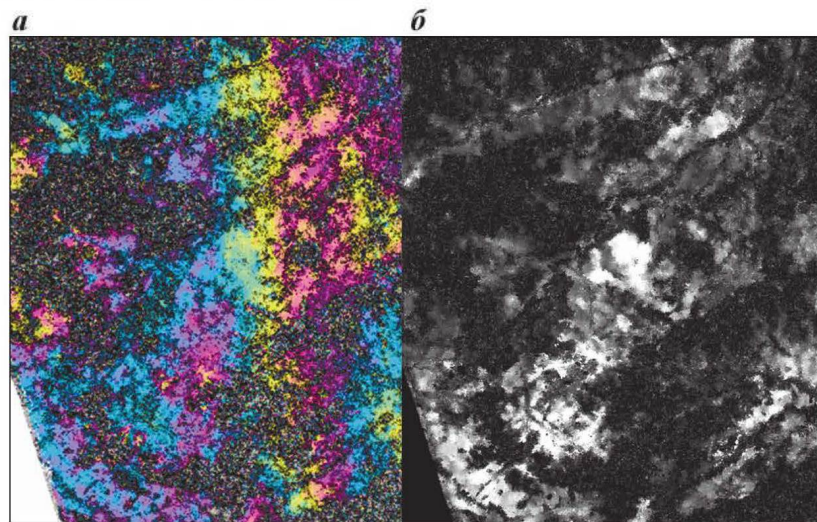
При мониторинге с применением радиолокационной космической интерферометрии осуществляется периодический контроль трассы газопровода и прилегающей местности. Для повышения точности мониторинга применяют искусственные наземные отражатели (рисунок 3.1).

Технология космической радиолокационной интерферометрии основана на обработке многократных снимков (не менее двух) одного и того же участка поверхности со сдвигом в пространстве радиолокатора. Следует отметить, что обработка снимков, полученных с достаточно близких



Рисунок 3.1. Угловый отражатель, установленный на опоре надземного трубопровода

Рисунок 3.2. Пример интерферограммы снимков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (а) и карты когерентности снимков (б)



в пространстве точек траектории носителя, дает максимальную точность.

Результатом обработки снимков является получение интерферограммы (двухмерной картой разности фаз изображений) и карты когерентности (поля коэффициентов корреляции между снимками на одну территорию). Пример интерферограммы и карты когерентности представлен на рисунке 3.2 [44].

Существуют несколько видов интерферометрической обработки снимков, предназначенных для достижения различных целей. При определении смещений земной поверхности анализируются, как минимум, две интерферограммы, на основе разности фаз которых строится дифференциальная интерферограмма, позволяющая оценить смещение, произошедшее за период между съемками (рисунок 3.3) [44].

Рисунок 3.3. Пример дифференциальной интерферограммы снимков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения за 2003–2004 гг., сопоставленной с наземной инфраструктурой



Рисунок 3.4. Аэрофотоснимок зоны заболачивания магистрального газопровода вблизи подводного перехода [45]



Несмотря на неоспоримые преимущества, радиолокационная интерферометрия не лишена недостатков, основным из которых является достаточно высокая погрешность измерений (десятки сантиметров), имеющая случайную природу.

Переходя к рассмотрению примеров использования аэросъемки для мониторинга газопроводов, нельзя не отметить, что характерные признаки нарушений могут быть выявлены и космическим мониторингом при условии использования аппаратов с высоким разрешением.

При периодических обследованиях с применением летательных аппаратов могут выявляться следующие проблемные участки газопроводов, например:

- места утечек газа (хорошо фиксируются съемкой в инфракрасном диапазоне, так как утечки сопровождаются промерзанием почв за счет расширения газа с образованием отрицательной температурной аномалии);

- области переувлажнения грунта и подтоплений газопровода (рисунок 3.4, фиксируются инфракрасной съемкой, хуже выявляются при помощи аэрофотосъемки);

- места оголения газопровода вследствие разрушения обваловки, вспучивания и т.п. (на рисунках 3.5 и 3.6, хорошо фиксируются аэрофотосъемкой, проявляются достаточно ярко, независимо от причин, их вызывающих);

- непроектное положение трубопровода (рисунки 3.7 и 3.8, фиксируется фотосъемкой);

- нарушения охранных зон газопроводов, а также нарушений безопасных расстояний от газовых объектов промышленных, жилых и других объектов (хорошо фиксируются при помощи аэрофотосъемки);

- места карстовых и оползневых явлений на территории размещения газовых объектов, залесенности трассы, развития овражно-балочной сети в направлении газовых объектов, промоин вдоль трассы, подпруживания поверхностных сточных вод трассой МГ, заболачиваний трассы и территории газовых промыслов (фиксируются при помощи аэрофотосъемки);

- места появления экологически неблагоприятных явлений (фиксируются при помощи аэрофотосъемки);

- зоны действия неотектонических разломов, потенциально опасных для эксплуатации магистральных газопро-



Рисунок 3.5. Аэрофотоснимок разрушения вдольтрассовой дороги и выхода трубопровода на поверхность [45]



Рисунок 3.6. Аэрофотоснимок выхода трубопровода на поверхность [45]

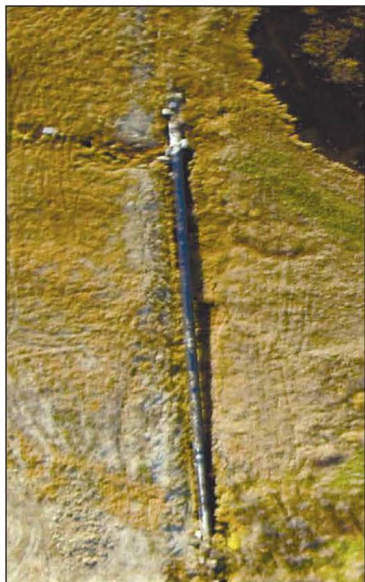


Рисунок 3.7. Аэрофотоснимок участка трубопровода с провисанием [45]



Рисунок 3.8. Участок трубопровода с потерей устойчивости из-за высокого уровня продольных сжимающих напряжений [45]

водов зон по совокупности природно-антропогенных факторов и т.д. (фиксируются при помощи аэрофотосъемки).

Следует отметить, что согласно действующим нормативным документам [46] регулярное воздушное патрулирование трасс магистральных газопроводов осуществляется следующими способами:

- визуальным способом с борта пилотируемого летательного аппарата;
- визуальным способом с борта беспилотного летательного аппарата (БПЛА);
- с применением специальных технических средств, установленных на борту пилотируемого летательного аппарата.

При регулярных обследованиях трасс магистральных газопроводов с применением специальных технических средств, установленных на борту пилотируемого летательного аппарата, как минимум, проводится:

- выявление мест утечек газа;
- выявление непроектного положения участков трубопровода;
- мониторинг проведения ремонтных работ с целью контроля объемов и качества, координация выполняемых работ;
- поиск проявлений геодинамических и гидрогеологических процессов на трассах трубопроводов;
- картографирование объектов газотранспортной системы.

При визуальном обследовании с борта пилотируемого летательного аппарата осуществляется:

- контроль охранных зон и зон минимальных расстояний трубопроводов с целью выявления несанкционированных действий на объектах магистральных трубопроводов;
- контроль крановых узлов, узлов запуска и приема внутритрубных устройств, воздушных переходов, переходов через водные преграды и овраги;
- осмотр установок электрохимической защиты (ЭХЗ), линий связи и электропередачи, площадок хранения аварийного запаса труб, вдольтрассовых проездов, подъездов к трубопроводам, мостов, дамб через ручьи и овраги, переездов через трубопроводы, водопропускных сооружений и других объектов магистральных трубопроводов;
- осмотр проходящих в одном техническом коридоре газо-, нефте- и продуктопроводов, водоводов, линий электропередачи, автомобильных и железных дорог, линий связи и других сооружений, мест пересечения указанных сооружений с патрулируемыми объектами в пределах зоны минимальных расстояний;
- посадка на выбранных местах для подтверждения (заверки) и/или ликвидации утечек, осмотра выявленных оголений труб, трубопроводной арматуры, объектов ЭХЗ, нарушений охранных зон и т.д.;
- контроль проведения ремонтных работ на трубопроводах;
- локализация аварийных ситуаций на трубопроводах.

При визуальном способе обследования с применением БПЛА производятся аналогичные работы, кроме подтверждения (заверки) выявленных дефектов.

Применение БПЛА для аэрокосмического мониторинга газопроводов позволяет значительно сократить затраты на проведение работ без потери их качества. В отдельных случаях при использовании БПЛА вместо вертолетов для съемки и обследования газопроводов себестоимость обследования снижается более чем на 300 %.

Кроме снижения эксплуатационных затрат, такой эффект достигается благодаря тому, что современные технологии позволяют передавать данные мониторинга, а также управлять БПЛА в режиме реального времени, что обеспечивает возможность оптимизации маршрута обследования и получения детальных данных о состоянии участков газопроводов, имеющих признаки потенциальной опасности.

Перспективным направлением применения БПЛА для аэрокосмического мониторинга является их использование для магнитометрической съемки и радиоволновых измерений, применяемых для мониторинга линейной части газопроводов.

Кроме методов аэрокосмической съемки объектов для целей мониторинга все большее применение находит применение Глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС, англ. GNSS).

В общем случае ГНСС включает в себя три сегмента:

- орбитальная группировка космических спутников, на каждом из которых установлены атомные эталоны частоты, а также приемо-передающая аппаратура;
- наземный комплекс управления, в который входят контрольно-измерительные станции, центр управления системой, центры телеметрии, слежения и управления и другие технические системы;
- пользовательский сегмент, включающий в себя оборудование конечных пользователей.

Одним из основных применений ГНСС является определение координат объектов в любой точке мира, для чего на объект устанавливается оборудование пользовательского сегмента.

Принцип работы ГНСС основан на измерении расстояния от нескольких спутников до приемной антенны (приемника) и последующим вычислением положения приемника в принятой координатной системе.

Определение расстояния от спутников до приемника осуществляется благодаря тому, что все спутники ГНСС посылают в одно и то же время сигнал (навигационное сообщение), которое приемник получает от видимых спутников с различными задержками, зависящими от расстояния до них.

В навигационном сообщении содержится служебная информация, позволяющая приемнику синхронизировать свои внутренние часы с часами спутников и выполнить точный расчет расстояния.

В случае, если видимых спутников больше трех, приемник может определить свое месторасположение, при этом увеличение числа сигналов с различных спутников повышает точность измерения.

При этом избежать ошибок позиционирования полностью невозможно из-за значительного количества факторов, таких как:

- наличие внутренних шумов приемника;
- многократные отражения сигнала спутника от рельефа, зданий и сооружений;
- влияние атмосферной коррекции;
- близкое расположение спутников и т.д.

Для уточнения положения объектов, полученного с помощью спутников ГНСС, используют различные системы дифференциальной коррекции, сущность которых заключается в получении и учете различных поправок, которые получают с помощью дополнительных технических средств.

Например, для получения точного положения технологических трубопроводов компрессорных станций, зданий и сооружений применение получила технология коррекции RTK (Real Time Kinematik).

Для ее реализации необходимо наличие двух приемников, один из которых установлен на точке с известными координатами (базовая станция), а второй устанавливается на объект контроля (ровер), при этом они должны иметь надежный канал связи между собой.

Базовая станция, определяя свое положение по ГНСС, сравнивает его с известными координатами, вычисляет необходимые поправки и вместе с другой сервисной информацией передает их на ровер, который при определе-

нии своего положения учитывает полученную информацию.

Позиционирование с применением ГНСС имеет ряд ограничений, в частности, невозможность определения положения оборудования и трубопроводов в укрытиях, возможность корректировки передаваемых спутниками сигналов (например, в военных целях) и т.п.

Для оценки возможности применения данной технологии на конкретных объектах необходимо проведение предварительных замеров, определение погрешности и стабильности измерений.

Рассмотрим практический пример таких измерений, выполненных на одной из компрессорных станций магистрального газопровода. Программа работ включала следующие основные пункты:

- осмотр объектов мониторинга перемещений;
- выбор и маркировка контрольных точек на характерных объектах;
- установка базовой станции;
- выполнение координатной съемки в контрольных точках.

Измерения в каждой точке проводились три раза для оценки повторяемости результатов и погрешности применяемого метода.

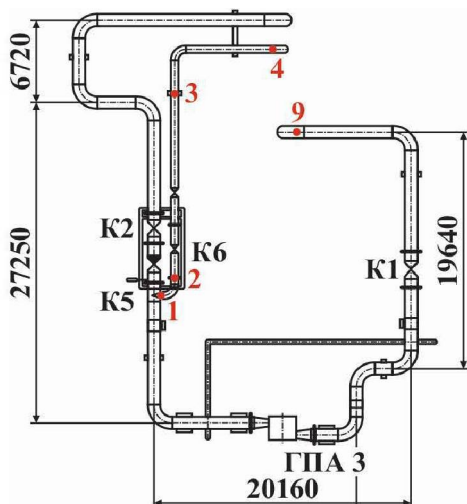


Рисунок 3.9. Контрольные точки на обвязке газоперекачивающего агрегата

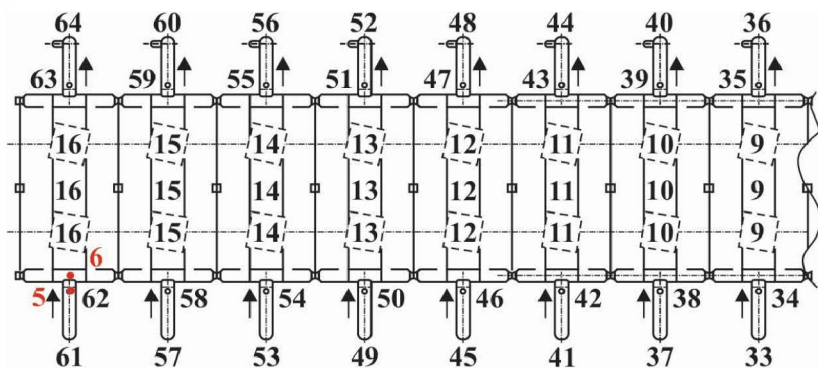


Рисунок 3.10. Контрольные точки на обвязке аппарата воздушного охлаждения газа

Контрольные точки, выбранные для проведения измерений, представлены на рисунках 3.9–3.11, а на рисунке 3.12 приведена фотография процесса измерений.

В процессе измерений было установлено, что на площадке компрессорной станции стабильно принимаются

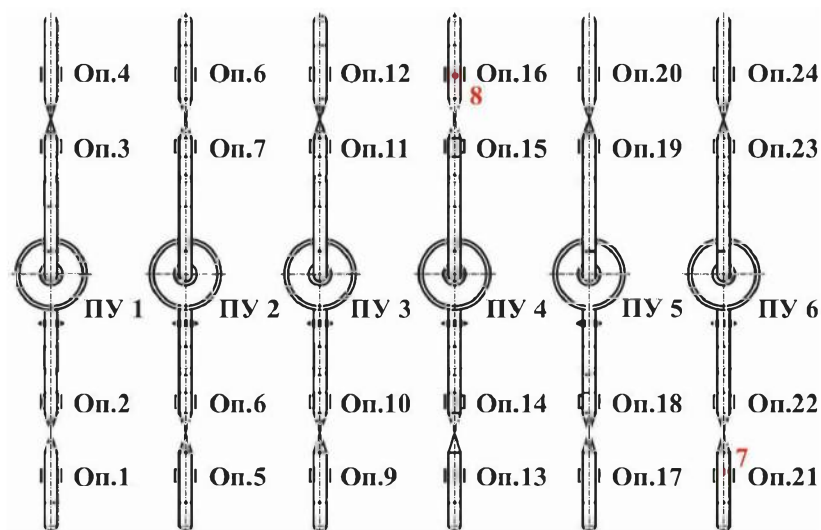


Рисунок 3.11. Контрольные точки на обвязке пылеуловителей



Рисунок 3.12. Измерение координат опорной точки

сигналы с нескольких спутников, что позволяет говорить о возможности периодических измерений для целей мониторинга.

Результаты измерений координат контрольных точек приведены в таблице 3.1.

Анализ результатов проведенных измерений и их обработка показали точность измерений до 5 мм по всем координатным осям, что позволило сделать вывод о возможности использования ГНСС для определения координат произвольно выбранных точек на разных объектах с достаточной для инженерных расчетов точностью.

3.2. МОНИТОРИНГ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Для определения пространственного положения газопроводов (включая здания, сооружения и технические устройства), а также мониторинга его изменения широко применяются методы геодезических измерений.

Таблица 3.1

Результаты измерения координат контрольных точек

№ точки	№ измерения	Измерения			Среднее значение			Отклонение		
		x, м	y, м	z, м	x, м	y, м	z, м	x, м	y, м	z, м
1	т1.1	516612,237	1382692,17	189,508	516612,236	1382692,170	189,505	0,001	0,000	0,003
	т1.2	516612,233	1382692,173	189,506				-0,003	0,003	0,001
	т1.3	516612,237	1382692,166	189,502				0,001	-0,004	-0,003
2	т2.1	516610,543	1382691,426	189,54	516610,543	1382691,426	189,535	0,000	0,000	0,005
	т2.2	516610,543	1382691,428	189,532				0,000	0,002	-0,003
	т2.3	516610,542	1382691,425	189,532				-0,001	-0,001	-0,003
3	т3.1	516594,526	1382693,567	189,604	516594,521	1382693,566	189,600	0,005	0,001	0,004
	т3.2	516594,518	1382693,566	189,6				-0,003	0,000	0,000
	т3.3	516594,52	1382693,564	189,596				-0,001	-0,002	-0,004
4	т4.1	516590,335	1382686,883	189,485	516590,335	1382686,882	189,486	0,000	0,001	-0,001
	т4.2	516590,335	1382686,881	189,484				0,000	-0,001	-0,002
	т4.3	516590,335	1382686,882	189,489				0,000	0,000	0,003
5	т5.1	516562,612	1382705,11	192,137	516562,614	1382705,111	192,137	-0,002	-0,001	0,000
	т5.2	516562,615	1382705,111	192,137				0,001	0,000	0,000
	т5.3	516562,614	1382705,113	192,136				0,000	0,002	-0,001
6	т6.1	516562,252	1382705,247	193,008	516562,253	1382705,246	193,011	-0,001	0,001	-0,003
	т6.2	516562,254	1382705,246	193,013				0,001	0,000	0,002
	т6.3	516562,252	1382705,245	193,013				-0,001	-0,001	0,002

Продолжение таблицы 3.1

№ точки	№ измерения	Измерения			Среднее значение			Отклонение		
		$x, \text{ м}$	$y, \text{ м}$	$z, \text{ м}$	$x, \text{ м}$	$y, \text{ м}$	$z, \text{ м}$	$x, \text{ м}$	$y, \text{ м}$	$z, \text{ м}$
7	t7.1	516543,725	1382587,121	188,441	516543,726	1382587,122	188,438	-0,001	-0,001	0,003
	t7.2	516543,724	1382587,119	188,435				-0,002	0,003	-0,003
	t7.3	516543,729	1382587,125	188,437				0,003	0,003	-0,001
8	t8.1	516529,442	1382580,871	188,507	516529,448	1382580,875	188,504	-0,006	-0,004	0,003
	t8.2	516529,448	1382580,874	188,505				0,000	-0,001	0,001
	t8.3	516529,453	1382580,88	188,501				0,005	0,005	-0,003
9	t9.1	516583,685	1382608,711	189,746	516583,687	1382608,714	189,752	-0,002	-0,003	-0,006
	t9.2	516583,69	1382608,714	189,753				0,003	0,000	0,001
	t9.3	516583,687	1382608,716	189,757				0,000	0,002	0,005

В геодезии измерения делятся на две большие группы: **прямые** – результаты которых получаются непосредственно измерением искомой величины, и **косвенные** – получаемые с применением известных зависимостей между требуемой величиной и измеряемой.

Выделяют шесть основных групп способов определения пространственного положения и деформации [47] инженерных сооружений:

- наблюдения за осадками сооружений;
- определение горизонтальных смещений сооружений;
- определение крена высоких зданий и сооружений;
- исследование пространственного положения строительных конструкций;
- геодезическая съемка подкрановых путей;
- наблюдения за трещинами несущих конструкций.

Для мониторинга осадок сооружений выполняется периодическое нивелирование осадочных марок, закрепленных на объекте мониторинга (геометрическое нивелирование) либо тригонометрическое нивелирование с применением электронных тахеометров, а также лазерного сканирования.

Также для оценки горизонтальных перемещений применяются створный способ (в том числе с применением цифровых фото- и видеокамер), триангуляционный способ, различные способы с использованием лазерных дальномеров, гироскопов и рассмотренные ранее технологии ГНСС.

Для определения крена зданий и сооружений используются методы нивелирования, измерения горизонтальных углов, применяются стационарные инклинометры, электронные тахеометры.

Для определения пространственного положения строительных конструкций газопроводов выполняется комплекс измерений перечисленными ранее методами.

Геодезическая съемка пространственного положения подкрановых путей осуществляется створным методом (оценка прямолинейности), а также определением пространственного положения контрольных точек.

Наблюдения за трещинами несущих конструкций осуществляется применением различных маяков, один из которых представлен на рисунке 3.13, а также щелеме-

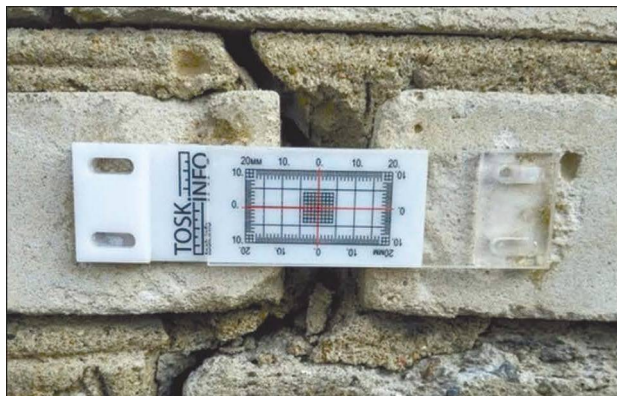


Рисунок 3.13. Маяк, установленный на трещину в кирпичной кладке

ров, деформетров и других приспособлений для контроля раскрытия и глубины трещин.

Рассмотрим более подробно применение современных электронных тахеометров (рисунок 3.14) для мониторинга пространственного положения конструкций.

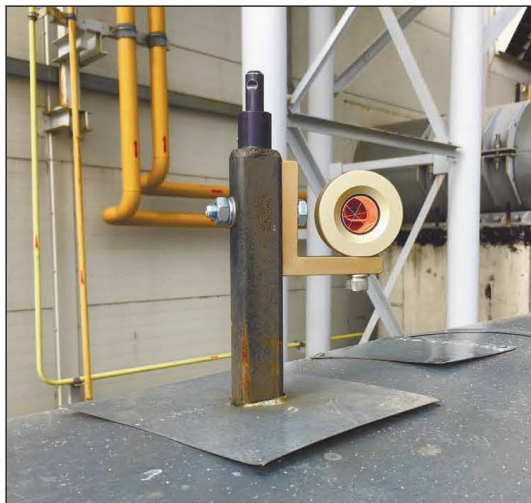


Измерения в современных тахеометрах осуществляются с применением методов оптической дальнометрии по разности фаз испускаемого и отраженного от объекта или по времени прохождения луча лазера от тахеометра и обратно.

Тахеометры могут работать в двух режимах: отражательном (расстояние оценивается до специального отражателя (рисунок 3.15) и безотражательном (используется отражение от объекта).

Рисунок 3.14. Цифровой тахеометр

Рисунок 3.15. Отражатель, установленный на технологическом трубопроводе компрессорной станции



У современных промышленных тахеометров точность угловых измерений достигает 0,5", измерений дальности в безотражательном режиме $\pm 2 \text{ мм} + 1 \text{ ppm}$ (parts per million – частей на миллион, на 1 км – 1 мм), а в отражательном режиме $\pm 2 \text{ мм} + 1 \text{ ppm}$.

Преимуществом данной технологии является высочайшая точность определения координат, а также возможность контроля любой визуально доступной точки поверхности объекта.

Недостатком данного метода является необходимость визуального контакта точки измерения и тахеометра.

Лазерная дальнометрия также используется при наземном лазерном сканировании, главным отличием которого от съемки с применением цифровых тахеометров является получение координат всех точек, лежащих в поле видимости и области обзора прибора (облака точек).

Полученное при сканировании облако точек анализируется с использованием прикладного программного обеспечения, позволяющего выполнять «сшивку» съемок с различных точек, создавать трехмерные модели объектов в CAD-системах, сравнивать между собой снимки, выполненные в разное время. В настоящее время данная технология широко применяется для оценки соответствия фак-

тического пространственного положения зданий и крупных сооружений проектному. Так, например, в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина была разработана методика оценки напряженно-деформированного состояния резервуаров на основе данных наземного лазерного сканирования [48].

Другим способом определения пространственного положения газопроводов является проведение внутритрубной дефектоскопии снарядами-дефектоскопами с бесплатформенными инерциальными навигационными системами (БИНС).

Сущность данного подхода заключается в вычислении координат снаряда-дефектоскопа интегрированием измеренных на протяжении пути мгновенных значений ускорений.

Учитывая, что движение снаряда-дефектоскопа происходит в трехмерном пространстве, для определения его положения требуются, как минимум, три одноосных акселерометра (прибора, измеряющего ускорение), расположенных ортогонально.

В БИНС также входят датчики угловых скоростей, необходимые для моделирования базовой системы координат для корректной работы БИНС. Для этих целей применяются гироскопы различной конструкции (кольцевые лазерные гироскопы, волоконно-оптические, на базе микромеханических элементов).

С помощью БИНС снарядом-дефектоскопом фиксируется текущая величина изменения угла вращения корпуса вокруг каждой из трех осей. Изменение угла поворота оси регистрируется с очень высокой точностью, однако существует проблема дрейфа абсолютного показания угла поворота оси во времени, так как абсолютный угол рассчитывается алгоритмически. Также БИНС фиксируются линейные ускорения вдоль каждой из осей, использующиеся для коррекции показаний гироскопа.

Для построения планово-высотного положения трубопровода на основании данных БИНС строится последовательность единичных векторов с длинами, равными «весу» одного импульса одометра снаряда-дефектоскопа (прибора, фиксирующего прохождение снаряда фиксированного расстояния вдоль оси трубы и выдающего при его про-

хождении специальный сигнал – «тик»). Каждый последующий вектор строится в вершине предыдущего, при этом координаты каждого последующего вектора изменяются в соответствии с изменением угла поворота гироскопа по каждой из осей.

Для повышения точности определения координат трубопроводов полученная расчетом траектория корректируется путем ее привязки к известным координатам промежуточных маркеров, установленных на газопроводе (маркерами могут выступать элементы трубопроводов, а также специальные устройства, устанавливаемые на трассе газопровода при проведении внутритрубной дефектоскопии).

Промежуточные маркеры привязываются к номеру «тика» одометра и сравниваются с вычисленными координатами. Далее выполняется корректировка векторов между маркерами по двум параметрам: длине, исходя из ошибки фактического измерения пройденного расстояния одометром (точность одометра) и углу поворота, исходя из ошибки округления (фильтрации) углов поворота.

После построения цепочки векторов происходит перевод пространственных координат векторов в геодезические координаты при помощи специализированных программных средств.

Следует отметить, что погрешность определения положения газопровода в пространстве данным способом составляет около 1–2 метра на 1 км, тем не менее применение БИНС позволяет с высокой точностью определить геометрическую форму оси газопровода и выявить изогнутые участки трубопровода, что представляет огромную ценность для определения их НДС.

3.3. МОНИТОРИНГ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГАЗОПРОВОДОВ

При мониторинге переходов газопроводов через реки выполняют следующие виды инженерно-геодезических и гидрографических работ:

- топографическая съемка в масштабе М 1:2000 берегов реки вдоль всего участка мониторинга;

- подробная топографическая съемка зоны подводного перехода в масштабе М 1:500;

- промеры глубин, съемка урезов и отметей на всем участке мониторинга;

- гидроакустическое обследование зоны технического коридора подводного перехода при помощи гидролокаторов;

- съемка размываемых берегов и нивелирование уклона водной поверхности на всем протяжении участка исследований;

- определение координат опознавательных точек с помощью ГНСС для привязки космического снимка подводного перехода;

- специальные геодезические работы для обеспечения гидрологических работ (привязка временного водомерного поста, разбивка и привязка гидрометрических створов и вертикалей на гидрометрических створах для измерения скоростей и отбора проб взвешенных наносов, фиксирование мест отбора проб донных отложений);

- съемка морфометрического профиля долины реки.

Промеры глубин осуществляются с борта плавательного судна с применением приборных комплексов: эхолота, ГНСС приемников, гидролокаторов и т.п. (рисунок 3.16).

Для определения планового и высотного положения трубопроводов в русловой части технического коридора используются электромагнитные судовые трассоискатели (например, ТИЭМ-2/2А).

Измерения скоростей и направлений течения воды проводятся акустическими доплеровскими измерителями скоростей течения воды.

Принцип действия прибора основан на измерении доплеровского сдвига частоты акустического сигнала, рассеиваемого переносимыми водой мелкими взвесями, пузырьками и т.п.

Измерения производятся во всем объеме воды, находящемся под прибором. Этот объем разделен на ячейки по глубине, и вектора скорости течения замеряются в каждой ячейке. Каждый такт излучения – приема акустического сигнала делит поперечное сечение, по которому проводятся измерения, на промерные вертикали. Таким образом, один проход по промерному профилю дает картину поля



Рисунок 3.16. Лодка с установленным ГНСС приемником и промерным эхолотом

скоростей и направлений течения в гидрометрическом створе, а также суммарное значение расхода воды в створе. Точность результатов измерения скорости течения зависит от многих внешних факторов, в том числе плохо поддающихся анализу, таких как качка (бортовая и килевая), рыскание промерного судна, параметры поверхностного волнения (период и высота), концентрация и размеры воздушных пузырьков в озвучиваемом объеме, присутствие рыб и т.д.

При обработке данных для уменьшения влияния случайных ошибок на результаты измерений характеристик течения при представлении результатов производится усреднение измеренных величин скорости, обычно по 10–100 зондирующим акустическим сигналам.

На рисунке 3.17 представлен пример полей приповерхностных, придонных и средних по глубине, измеренных при мониторинге русловых процессов в зоне подводного перехода газопровода.

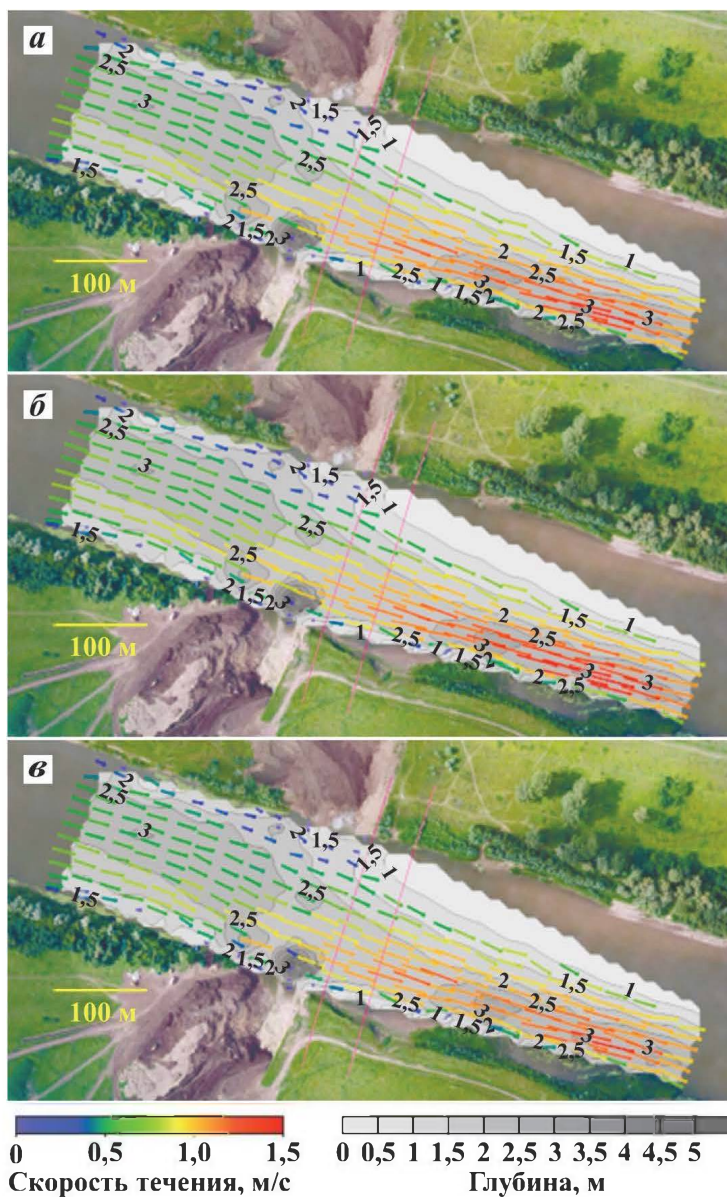


Рисунок 3.17. Пример поля скоростей течения на переходе через реку:

а – средних по глубине; *б* – приповерхностных; *в* – придонных

По результатам выполненных работ представляются:

- схемы планово-высотного обоснования в районе мониторинга подводных переходов;
- абрисы постоянных и временных геодезических пунктов;
- инженерно-гидрографический план района мониторинга;
- подробный инженерно-гидрографический план зоны подводного перехода;
- гидроакустические изображения дна технического коридора подводного перехода;
- результаты измерений скоростей течения, поля скоростей;
- данные наблюдений за уровнем воды на временных водомерных постах;
- 3D изображения технического коридора подводных переходов (рисунок 3.18);
- анализ вертикальных деформаций русла в районе технического коридора за весь период наблюдений;
- профиль трубопровода;
- морфометрический профиль реки и другая информация.

Результаты анализа протекающих процессов, а также изменения планово-высотного положения трубопровода применяются для оценки его текущего НДС и прогнозирования его дальнейшего изменения.

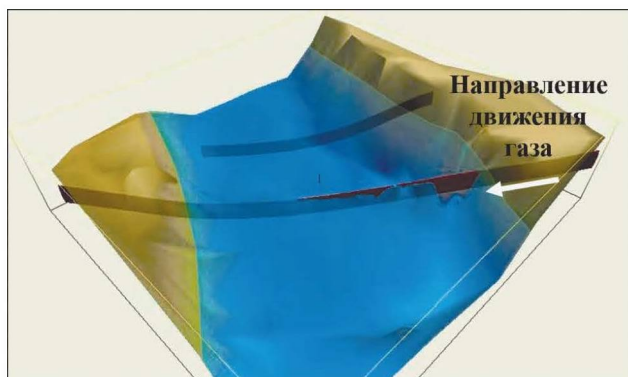


Рисунок 3.18. Модель подводного перехода с провисанием и оголенным участком трубопровода

3.4. ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

В зонах распространения многолетнемерзлых пород, как правило, осуществляют системный мониторинг не только самих зданий, сооружений и технических устройств, но и состояния природно-географической и геологической среды.

Система геотехнического мониторинга объектов включает в себя [49]:

- документацию (геотехнический паспорт объекта, критерии надежности инженерного объекта или его элементов, схему сети геотехнического мониторинга, программу проведения комплекса работ геотехнического мониторинга, методики расчета, моделирования и прогнозирования и т.д.);
- объекты контроля;
- средства контроля (сеть геотехнического мониторинга);
- специалистов, выполняющих сбор, обработку и анализ данных.

Основной таких систем является сеть геотехнического мониторинга, которую составляет совокупность связанных элементов, позволяющих периодически контролировать различные параметры геотехнических систем, в частности [49]:

- глубинные геодезические реперы;
- грунтовые деформационные марки;
- геодезические марки и маяки;
- термометрические наблюдательные скважины;
- опорные инженерно-геологические и гидрогеологические скважины;
- створы контроля состояния покровов;
- контрольные гидрологические створы;
- опытные полигоны и участки.

Глубинный геодезический репер – специальная металлическая конструкция с приваренным в нижней ее части анкером (рисунок 3.19), герметичной заглушкой и обустроенной в верхней части реперной сферической либо конической головкой, служащая высотной геодезической основой для выполнения наблюдений.

а**б**

Рисунок 3.19. Глубинный геодезический репер:

а – схема; *б* – внешний вид

Глубинные геодезические реперы устанавливаются (строятся) вне зоны воздействий (по углам промплощадок, вне зоны теплового влияния конструкций и т.п.), таким образом, чтобы обеспечить сохранение их положения на протяжении всего периода эксплуатации объекта.

Вдоль трассы газопровода глубинные геодезические реперы строятся с шагом не менее 3 км, а также на узлах запуска и приема внутритрубных устройств, крановых узлах, в местах врезки перемычек, лупингов и т.п. На площадных объектах устанавливаются, как минимум, три репера.

Грунтовые деформационные марки бывают двух видов – глубинные и поверхностные. Глубинная марка является жестко закрепленной в грунте металлической конструкцией, верхняя часть которой располагается на 20–30 см выше дневной поверхности, а поверхностная – погруженная в грунт пластина, к которой приварен металли-

ческий стержень, также возвышающийся над уровнем дневной поверхности на 20–30 см (рисунок 3.20).

Грунтовые деформационные марки устанавливают в пределах промплощадок для исследования процессов сезонного пучения грунтов. Их расположение определяется исходя из особенностей объекта, при этом количество марок должно быть не меньшим, чем количество инженерных сооружений на площадке, и как минимум одна марка должна быть установлена в пределах контура каждого наблюдаемого сооружения.

Геодезическая марка – это специальная конструкция или точка, нанесенная краской на объект мониторинга

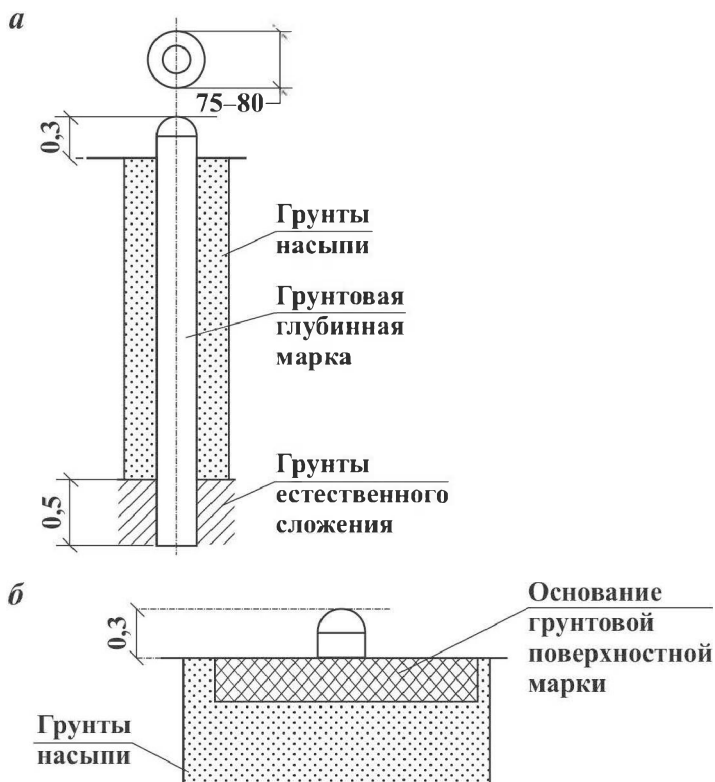


Рисунок 3.20. Грунтовые деформационные марки [49]:

а – глубинная; б – поверхностная

(рисунок 3.21). К маркам должен быть обеспечен удобный подход, а размещать их необходимо таким образом, чтобы обеспечить их сохранность на протяжении всего срока эксплуатации объекта мониторинга.

Выбор мест установки марок должен осуществляться исходя из анализа возможных деформаций, которые негативно повлияют на надежность работы объекта монито-

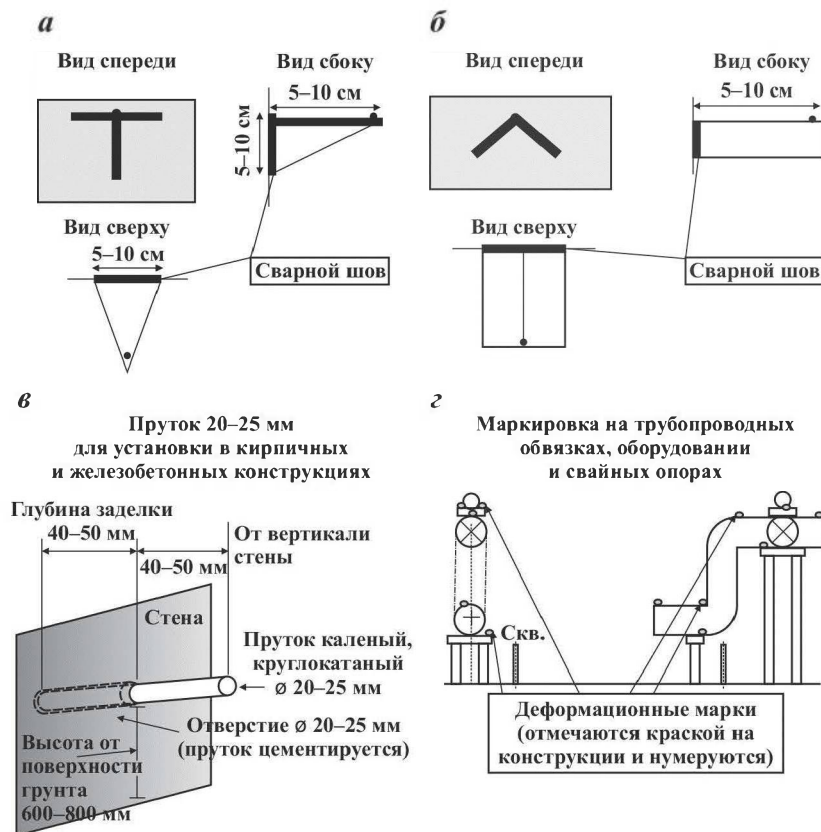


Рисунок 3.21. Различные виды деформационных марок [36]:

а – сборная металлоконструкция; *б* – уголок 40-55 мм по ГОСТ 8509-93; *в* – пруток 20-25 мм для установки в кирпичных и железобетонных конструкциях; *г* – маркировка на трубопроводах, оборудовании и обвязках

ринга: на фундаментах и каркасах зданий их следует размещать в местах, подвергающихся нагрузкам и воздействиям (в местах примыкания стен, по обеим сторонам оса-



Рисунок 3.22. Термометрическая наблюдательная скважина:
а – для установки вне помещений; *б* – для установки внутри зданий
в и *г* – процесс измерения температуры в скважине

дочных швов и т.д.; на оборудовании – с учетом возможности контроля перекосов (в четырех и более местах на удаленных точках периметра); на трубопроводах – на верхней образующей трубопровода, не реже, чем над каждой опорой, таким образом, чтобы обеспечить возможность установки рейки непосредственно на трубу), а также непосредственно на опорах надземных трубопроводов [49].

Термометрическая наблюдательная скважина – металлическая труба с диаметром не менее 57 мм с заглушенным нижним торцом, подземная часть которой должна составлять не менее 5 м (для многолетнемерзлых грунтов 10–20 метров и более). Для защиты ствола скважины от механического воздействия грунта применяют специальный кондуктор длиной не менее 3 м, а от теплового – теплоизоляционный кожух на приустьевой части (рисунок 3.22). При замерах температуры в скважину спускают гирлянду из термометров и по ним определяют температуру на различной глубине. Количество таких скважин определяется исходя из анализа условий эксплуатации, но устанавливается не менее одной скважины на каждый строительный объект.

На линейной части газопроводов термометрические наблюдательные скважины оборудуются на площадках крановых узлов, местах врезок перемычек, лупингов, узлов запуска-приема внутритрубных устройств (3–6 скважин на один участок), при этом скважины располагают по перпендикулярным оси трубы профилям (крайняя скважина должна быть на расстоянии не менее 20 м от оси трубы).

Для контроля уровня грунтовых вод оборудуют *гидрогеологические наблюдательные скважины*, которые располагают вдоль предполагаемых фильтрационных потоков (для газопроводов – перпендикулярно их оси).

Такие скважины представляют собой металлические трубы диаметром от 42 до 57 мм длиной 4–6 м с перфорированной частью в интервале грунтовых вод (рисунок 3.23).

Измерения уровня грунтовых вод производятся по различным гидрогеологическим методикам, изложенным в работе [50].

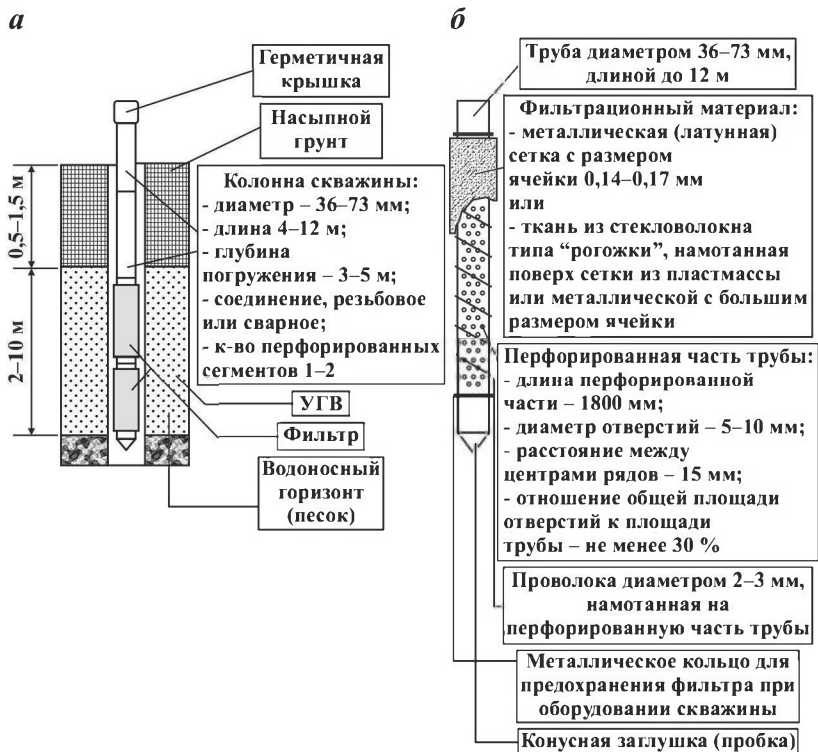


Рисунок 3.23. Гидрологическая наблюдательная скважина:

а – для установки вне помещений; *б* – для установки внутри зданий [49]

3.5. МОНИТОРИНГ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Как было показано в главах 1 и 2, одной из основных задач мониторинга технического состояния является оценка влияния различных нагрузок и воздействий на газопроводы и, как следствие, их напряженно-деформированного состояния (НДС).

В основе такого мониторинга лежит оценка напряженно-деформированного состояния конструкций, которая вы-

полняется *расчетным, экспериментальным и расчетно-экспериментальными методами*.

Расчетный метод основан на аналитическом или численном решении систем дифференциальных уравнений механики деформируемого твердого тела.

При этом расчетная схема трубопровода включает, как минимум, данные:

- о геометрической форме ненагруженного трубопровода;
- о свойствах применяемых материалов;
- о нагрузках и воздействиях на трубопровод.

При расчетной оценке НДС эти данные берутся из проекта и не всегда точно соответствуют фактическим. Вследствие чего данный метод применяется, как правило, только при проектировании и экспертизе проектов.

В отличие от расчетного метода, расчетно-экспериментальный метод основан на использовании данных, полученных в результате натурных измерений планово-высотного положения трубопроводов, оценке режимов и условий их нагружения. Также в процессе расчетно-экспериментальной оценки НДС расчетная схема трубопровода корректируется до достижения максимального соответствия результатов расчета НДС локальных областей с результатами его экспериментальной оценки в этих областях.

Среди экспериментальных методов оценки НДС трубопроводов необходимо выделить тензометрию, магнитные и акустические методы.

Также к методам экспериментальной оценки НДС косвенно могут быть отнесены рассмотренные ранее методы оценки планово-высотного положения трубопровода, так как компоненты тензора деформации неразрывно связаны с относительными смещениями точек тела следующим выражением:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (3.1)$$

где x_i – координатные оси, $i = 1, \dots, 3$, $j = 1, \dots, 3$; u_i – компоненты перемещения вдоль координатных осей.

Переходя к рассмотрению **тензометрии**, нельзя не отметить, что эта технология позволяет достигнуть максимальной точности оценки деформированного состояния металла, однако и она не лишена недостатков.

На объектах ПАО «Газпром» нашли применение следующие типы тензометрических датчиков:

- тензорезисторы;
- струнные датчики;
- волоконно-оптические датчики на решетках Брэгга;
- протяженные волоконно-оптические сенсоры.

Тензорезисторы (рисунок 3.24) – датчики, в которых используются резисторы, сопротивление которых изменяется в зависимости от степени их деформации.

Так, например, сопротивление металлического проводника при удлинении можно определить по формуле:

$$\frac{\Delta R}{R} = S_n \frac{\Delta l}{l}, \quad (3.2)$$

где ΔR – изменение электрического сопротивления отрезка металлической проволоки при ее удлинении, Ом; R – исходное электрическое сопротивление отрезка металлической проволоки, Ом; S_n – коэффициент тензочувствительности проволоки (как правило, $S_n = \text{const}$); Δl – удлинение отрезка проволоки при деформировании, м; l – исходная длина отрезка проволоки, м.

Тензорезисторы имеют малую базу, что позволяет монтировать розетки из трех датчиков (рисунок 3.25) на пло-

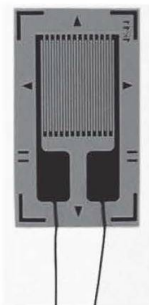


Рисунок 3.24.
Тензорезистор

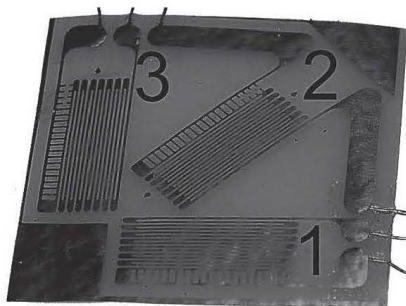


Рисунок 3.25. Розетка тензорезисторов с датчиками под углами 0°, 45°, 90° (прямоугольная розетка)

щадке небольших размеров и оценивать все компоненты деформаций, определять величину и направление главных напряжений.

Для определения модуля и направления главных напряжений по показаниям датчиков прямоугольной розетки могут быть применены следующие формулы:

$$\begin{aligned}\sigma_{\max} &= \frac{E}{2} \left(\frac{\varepsilon_1 + \varepsilon_3}{1 - \nu} + \frac{1}{1 + \nu} \cdot \sqrt{(\varepsilon_1 - \varepsilon_3)^2 + [2\varepsilon_2 - (\varepsilon_1 + \varepsilon_3)]^2} \right), \\ \sigma_{\min} &= \frac{E}{2} \left(\frac{\varepsilon_1 + \varepsilon_3}{1 - \nu} - \frac{1}{1 + \nu} \cdot \sqrt{(\varepsilon_1 - \varepsilon_3)^2 + [2\varepsilon_2 - (\varepsilon_1 + \varepsilon_3)]^2} \right), \quad (3.3) \\ \varphi_p &= \frac{1}{2} \arctg \left(\frac{2\varepsilon_2 - (\varepsilon_1 + \varepsilon_3)}{\varepsilon_1 - \varepsilon_3} \right),\end{aligned}$$

где $\sigma_{\max}$ – максимальное (первое главное) напряжение, Па; $\sigma_{\min}$ – минимальное (третье главное) напряжение, Па; φ_p – угол между максимальным напряжением и осью тензорезистора 1; $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ – деформации по показаниям соответствующих тензорезисторов (см. рисунок 3.23); E – модуль Юнга материала трубы, Па; ν – коэффициент Пуассона материала трубы, безразмерная величина.

Классические тензорезистивные датчики применяются на объектах ПАО «Газпром» уже несколько десятилетий. Они использовались в первых интеллектуальных вставках [51], установленных в 2001 г. на горном участке магистрального газопровода «Россия – Турция» (подробнее интеллектуальные вставки будут рассмотрены в следующей главе).

К настоящему времени накоплен значительный опыт эксплуатации датчиков такого типа, однозначно свидетельствующий о том, что они обладают высокой точностью и надежностью при соблюдении технологии монтажа и системном техническом обслуживании.

К недостаткам тензорезистивных датчиков следует отнести необходимость их электропитания, высокую чувствительность к внешним электромагнитным полям, необходимость защиты от внешних механических воздействий, а также вывода отдельного канала связи на каждый датчик.

Принцип действия **струнных датчиков деформации** (рисунок 3.26) основан на измерении частоты резонансных колебаний отрезка металлической проволоки, натянутой между двумя опорами, закрепленными на объекте контроля. При растяжении проволоки резонансная частота меняется, что фиксируется датчиком.

Основными компонентами датчика являются опоры, закрепляемые на конструкции, сама струна, натянутая между опорами, а также электромагнитная катушка, предназначенная для возбуждения колебаний струны замера деформации, а также определения частоты возникших резонансных колебаний струны.

Струнные датчики деформации, по сравнению с тензорезисторами, имеют преимущество в том, что информативным параметром является частота колебаний, а не амплитуда некоего сигнала, что делает их более устойчивыми к различного рода колебаниям и помехам.

Тем не менее, струнные датчики имеют значительную базу измерения, обладают сложной конструкцией, низкой стойкостью к воздействию влаги и грунтового электролита и характеризуются рядом других недостатков.

За рубежом струнные датчики нашли широкое применение для мониторинга продольной деформации трубопроводов на горных участках, где возможны сход лавин и оползни.

Конструкция этих датчиков ограничивает установку их в кольцевом направлении и, как следствие, их использование не позволяет определить все необходимые компо-



Рисунок 3.26. Струнный датчик деформации

ненты деформации даже в локальном сечении трубопровода.

Недостатков тензорезистивных и струнных датчиков лишены **волоконно-оптические датчики на решетках Брэгга** (рисунок 3.27).

Базой этих датчиков являются регулярные периодические решетки (волоконные оптические решетки Брэгга), реализуемые в локальной части волоконно-оптического кабеля. Лазерное излучение, проходящее через оптическое волокно, от установленной решетки частично отражается, что и фиксируется приемным устройством. Длина отраженного излучения зависит от периода решетки, а значит, что при деформации она будет меняться.

Такие датчики обладают точностью, соизмеримой с тензорезистивными датчиками, имеют малую базу измерений, что также позволяет делать из них розетки. Они не требуют электропитания, не чувствительны к внешним электромагнитным полям, кроме того, на один волоконно-оптический кабель может быть установлено несколько датчиков за счет возможности создания решеток с различным периодом.

Тем не менее, системы на базе волоконно-оптических технологий не лишены недостатков: при относительно низкой цене самих датчиков вторичное оборудование обладает существенной стоимостью.

Несмотря на относительную молодость данной технологии, уже достаточно обширен опыт применения датчиков такого типа на объектах ПАО «Газпром» в составе систем мониторинга технического состояния, в том числе в интеллектуальных вставках.

На волоконно-оптических технологиях также базируется последний из рассматриваемых типов тензометрических датчиков – **протяженные волоконно-оптические сенсоры деформаций** (рисунок 3.28).

Протяженные сенсоры представляют собой волоконно-оптические кабели, как правило, аналогичные тем, что предназначены для передачи цифровой информации. При внешнем воздействии на такой кабель (его деформация, нагрев, вибрация и т.п.) имеют место различные эффекты, которые и используются для оценки характера и степени такого воздействия. Среди таковых – эффект обратного

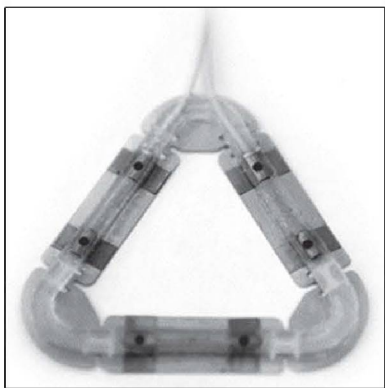


Рисунок 3.27. Розетка из трех волоконно-оптических датчиков на решетках Брэгга, установленных на одном волоконно-оптическом кабеле



Рисунок 3.28. Процесс монтажа протяженного волоконно-оптического сенсора деформации

рассеяния света. При этом анализируется, как правило, частота Бриллюэновского рассеяния, сдвиг которой зависит от показателя преломления в кабеле (изменяется при его деформации/изменении температуры).

Протяженные сенсоры не позволяют определить все компоненты деформации в точке (локальной области), так как измеряют усредненную на базе 0,5–1 м деформацию волоконно-оптического кабеля, являющегося их основой. Датчики этого типа монтируются поверх защитного антикоррозионного покрытия труб, что может привести к возникновению значительной погрешности измерений в случае отслоения этого покрытия. Частота опроса протяженных сенсоров значительно ниже, чем у датчиков на решетках Брэгга, – это не позволяет использовать их для оценки воздействия переменных нагрузок, характерных для трубопроводов КС.

К достоинствам датчиков данного типа следует отнести отсутствие чувствительности к электромагнитным возму-

щениям, устойчивость их основного элемента – волоконно-оптического кабеля к почвенной коррозии, возможность контроля усредненной деформации кабеля большой протяженности.

Среди магнитных методов наибольшее распространение получил магнитошумовой. К достоинствам данного метода относятся относительная оперативность измерения и невысокие требования к подготовке места измерения, а к недостаткам – необходимость тарировочных кривых для исследуемых материалов, значительная погрешность при низких уровнях напряжений.

Также за последние годы значительное развитие получили приборы, реализующие магнитоанизотропный метод, тем не менее, у данных приборов подтверждена только корреляция показаний прибора с величиной первого главного напряжения при одноосном напряженном состоянии. В случае двухосного напряженного состояния данные приборы позволяют оценить только разность первого и второго главных напряжений, но не их абсолютные значения.

Среди акустических методов необходимо выделить метод акустоупругости, позволяющий с высокой точностью оценить уровень и направление главных напряжений при двухосном напряженном состоянии, характерном для нагруженных трубопроводов. Недостатком данного метода является возможность оценки только усредненных по толщине стенки трубы напряжений.

Как видно из анализа различных методов экспериментальной оценки НДС трубопроводов, ни один из них не является совершенным, а главное, что ни один из них не позволяет оценить НДС всего объекта, что обуславливает необходимость расчетно-экспериментальной оценки НДС технологических трубопроводов при мониторинге их технического состояния. Целесообразно комплексное применение нескольких экспериментальных методов оценки НДС.

Глава 4

СУЩЕСТВУЮЩИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

Еще в 1990-х годах при создании существующей отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования в качестве одного из основных направлений ее развития была определена автоматизация работ по техническому диагностированию [52, 53]. Основным путем осуществления намеченных планов должна была стать разработка и внедрение комплексных автоматизированных систем диагностики, а также их интеграция с автоматизированными системами управления технологическими процессами.

В рамках реализации этой программы были разработаны и внедрены стационарные автоматизированные средства технического диагностирования, которые условно можно разделить на три поколения:

- первое поколение – стационарные системы контроля (защиты), входящие в состав систем управления технологическим оборудованием, построенные на аналоговой элементной базе. Такие системы позволяют осуществлять контроль одного или нескольких однородных параметров технического состояния, сигнализируют при превышении текущего значения диагностических параметров заданным уставкам;

- второе поколение – стационарные системы контроля (защиты), входящие в состав систем управления технологического оборудования, аналогичные системам первого

поколения, отличающиеся наличием аналого-цифрового преобразования и возможностью записи массива получаемых данных в цифровом формате и автоматизированного анализа их изменения во времени;

- третье поколение – автоматизированные системы диагностического обслуживания, с отдельной независимой структурой, при необходимости интегрируемые с системами автоматического управления. Позволяют осуществлять первичный анализ и контроль (сравнение с заданными уставками) независимых параметров технического состояния (СДКО, АСДО и др.), а также выполнять оценку состояния объекта по простейшим диагностическим моделям.

В настоящее время осуществляется разработка и внедрение систем нового, четвертого поколения, являющихся системами мониторинга газопроводов с независимой модульной структурой (при необходимости интегрируемой с системами автоматического управления), осуществляющими сбор, обработку и глубокий анализ комплекса диагностических параметров.

Отличием таких систем от предыдущего поколения является комплексирование методов контроля, применение для оценки технического состояния технологий моделирования объекта высокоточными численными методами с учетом текущих показаний измерительных подсистем (цифровых двойников), а также использование современных методов анализа больших данных.

Всего на объекты газовой промышленности России было установлено более 5500 систем первого и второго поколения, более 450 систем третьего поколения, ведется опытная и промышленная эксплуатация образцов систем четвертого поколения.

Эксплуатируемые системы мониторинга технологического оборудования третьего поколения позволяют осуществлять:

- оперативный контроль технического состояния газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и аппарата воздушного охлаждения (АВО) газа по набору нормативных контролируемых параметров;

- проведение периодических измерений диагностической информации с целью определения возможных изме-

нений технического состояния ГПА с использованием сравнительного анализа;

- хранение измеренных данных для сбора статистики и дальнейшего использования при анализе и диагностировании;

- нахождение по результатам анализа неисправностей ГПА и выявление причин их возникновения;

- автоматическое непрерывное диагностирование и контроль технического состояния систем ГПА с использованием параметрических данных, получаемых от штатной системы управления ГПА, а также с использованием дополнительно устанавливаемого на валу ГПА измерителя крутящего момента;

- проведение теплотехнических и газодинамических испытаний при поставке и эксплуатации ГПА с определением их опорных характеристик текущего технического состояния и энергетической эффективности;

- проведение сравнительного и ретроспективного анализа расчетных параметров и оценки остаточного ресурса работы отдельных узлов и агрегатов по установленным опорным характеристикам и предельным значениям.

Рассмотрим отдельно подсистемы, входящие в состав систем мониторинга третьего поколения.

Подсистема параметрической диагностики предназначена для непрерывного автоматического контроля и диагностирования технического состояния систем газотурбинных двигателей (ГТД):

- проточной части;
- масляной системы;
- системы регулирования;
- контроля вибросостояния по данным штатной системы виброзащиты ГТД.

Общая схема подсистемы параметрической диагностики системы третьего поколения компрессорного оборудования представлена на рисунке 4.1.

Подсистема вибромониторинга и вибродиагностики предназначена для мониторинга, защиты и диагностики по параметрам вибрации роторных агрегатов (ГТД, центробежных нагнетателей, турбодетандеров, АВО газа и пр.) в автоматическом режиме и позволяет определить такие



Рисунок 4.1. Подсистема параметрической диагностики

дефекты агрегатов, как небаланс, расцентровка, дефекты подшипников и другие дефекты ГПА.

Общая схема подсистемы вибромониторинга и вибродиагностики компрессорного оборудования представлена на рисунке 4.2.

Также на последних этапах внедрения систем мониторинга третьего поколения в составе таких систем предусматривали подсистемы мониторинга НДС, которые предназначены для контроля состояния наземных и подземных участков трубопроводов и несущих металлоконструкций в автоматическом режиме.

Данная подсистема производит замеры деформации в местах установки датчиков (на стенках трубопроводов или поверхностях напряженных участков металлоконструкций) и сравнивает их с нормативными значениями. Основными компонентами подсистемы являются: датчики деформации, блоки сопряжения, осуществляющие съем информации с датчиков и передачу ее на стационарный терминал постоянного мониторинга; стационарный терминал, анализирующий поступающую информацию, и формирующий массив данных, передаваемых на сервер (рисунок 4.3).

Накопленный опыт эксплуатации систем мониторинга третьего поколения свидетельствует о положительном эф-

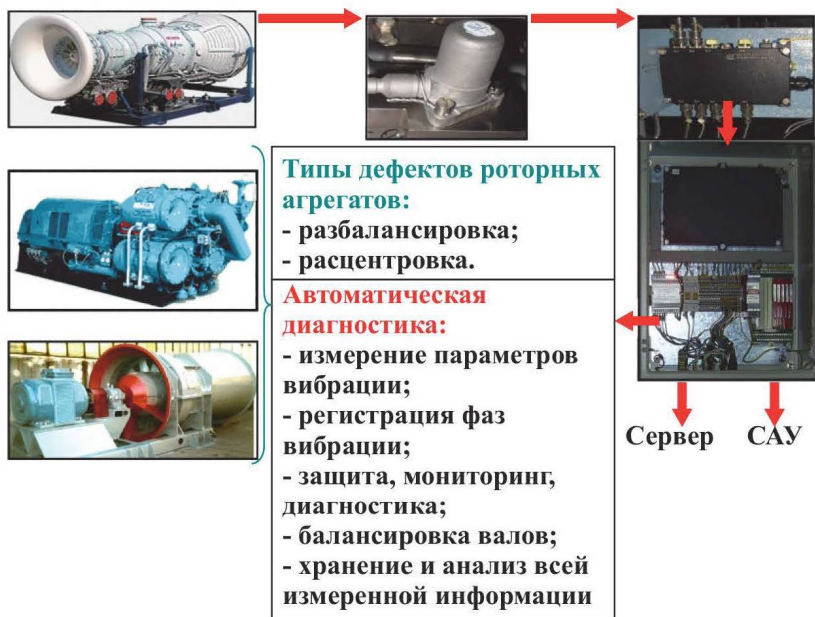


Рисунок 4.2. Подсистема вибромониторинга и вибродиагностики



Рисунок 4.3. Подсистема мониторинга НДС

фекте их внедрения. С помощью таких систем было предотвращено множество аварийных отказов газоперекачивающих агрегатов, разрушений потенциально опасных участков магистральных газопроводов, выявлено и устранено огромное число развивающихся дефектов.

Тем не менее при эксплуатации систем первых трех поколений были выявлены их типовые недостатки:

- необоснованный набор контролируемых параметров технического состояния;
- низкий уровень надежности измерительных систем;
- низкая точность средств измерения;
- недостаточные диапазоны средств измерения;
- отсутствие в системах математических моделей и алгоритмов, позволяющих оценить техническое состояние конкретных узлов и деталей оборудования;
- низкая достоверность применяемых математических моделей;
- необходимость привлечения специалистов высокой квалификации для работы с установленными системами;
- отсутствие нормативной базы, регламентирующей действия персонала в случае превышения отдельными параметрами допускаемых значений и др.

4.2. СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

Наиболее известной отечественной системой мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводов является система на базе интеллектуальных вставок.

Изображенная на рисунке 4.4 архитектура данной системы является иерархической и включает в себя верхний, средний и нижний уровни:

- **нижний уровень**, на котором выполняется измерение физических величин, первичная обработка и передача «сырой» информации на промежуточный уровень;
- **промежуточный уровень**, на котором производится первичная обработка данных, преобразование форматов и передача на верхний уровень по каналу связи; этот уровень позволяет производить измерения параметров потен-

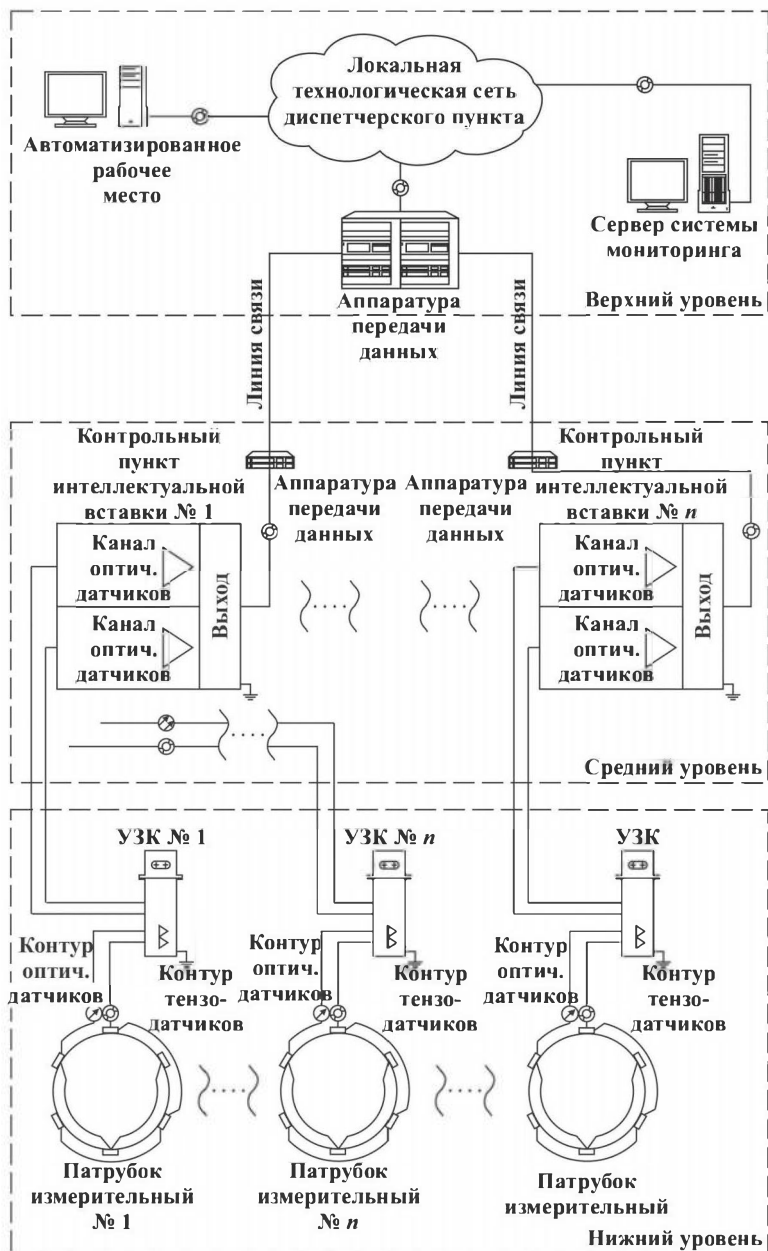


Рисунок 4.4. Структура подсистемы мониторинга НДС на базе интеллектуальных вставок

циально опасного участка трубопровода методом посещения;

- **верхний уровень** (уровень диспетчерской), на котором осуществляется окончательная обработка (расчет) и отображение данных на автоматизированном рабочем месте оператора, накопление информации о состоянии объекта контроля.

Нижний уровень включает:

- патрубки измерительные (рисунок 4.5);
- датчики для измерения температуры;
- группы датчиков, осуществляющих дополнительный (необязательный) контроль сопутствующих параметров (потенциал ЭХЗ, транзитный ток катодной защиты, состояние пластин датчика скорости коррозии и т.д.).

Промежуточный уровень включает:

- изолирующие преобразователи сигналов;
- устройства защиты оборудования от импульсных перенапряжений;
- специальные модули (контроллеры) для предварительной обработки, регистрации и передачи информации, поступающей от датчиков по локальной линии связи;
- интерфейс для подключения оборудования, позволяющего производить измерения в режиме посещения потенциально опасного участка трубопровода.

Верхний уровень обеспечивает работу с несколькими контроллерами промежуточного уровня и включает в себя:

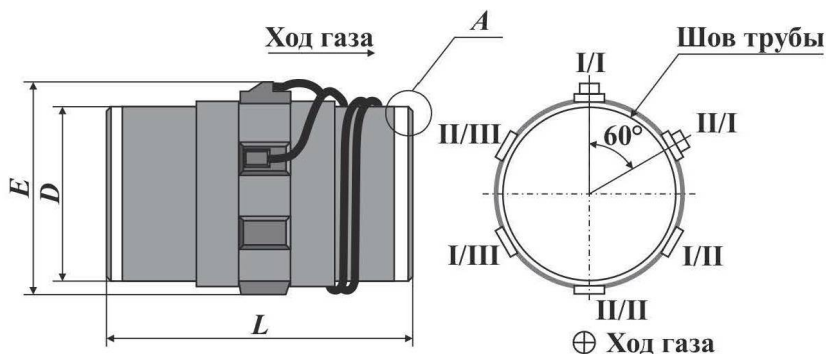


Рисунок 4.5. Схема патрубка измерительного

- сервер, обеспечивающий окончательную математическую обработку параметров, подготовку и создание данных для визуализации состояния участка газопровода;
- интерфейсный канал для считывания данных с подчиненных контроллеров;
- интерфейсный канал для передачи данных на верхний уровень;
- автоматизированное рабочее место оператора (персональный компьютер), расположенный в аппаратной комнате эксплуатирующей организации, принимающий и отображающий информацию, полученную от сервера через информационную сеть.

Основным элементом интеллектуальной вставки является патрубок измерительный, который представляет из себя сегмент трубы, на одном кольцевом сечении которого устанавливаются измерительные датчики. Такими датчиками, как правило, являются тензодатчики и датчики температуры.

Рассмотрим принцип работы данных изделий на примере вставок с тензорезистивными датчиками.

На контрольное кольцевое сечение патрубка измерительного устанавливаются розетки тензодатчиков (три или четыре, в зависимости от диаметра трубопровода), защищенные от воздействий специальными коробками, выводы от которых идут к устройствам промежуточного уровня.

На заводе-изготовителе осуществляется тарировка патрубков измерительных путем нагружения внутренним давлением (для этого на их торцы устанавливаются специальные заглушки) и определения фактических показаний тензодатчиков (подключенных по специальной схеме в так называемые тензомосты).

При сооружении трубопровода патрубки измерительные доставляются к месту установки, осуществляется их монтаж в составе трубопровода (рисунок 4.6).

После монтажа и пуско-наладки подсистемы мониторинга напряженно-деформированного состояния на базе интеллектуальных вставок осуществляется ее эксплуатация.

В процессе эксплуатации подсистемой регистрируются сигналы, поступающие от каждого установленного патрубка измерительного.



Рисунок 4.6. Патрубок измерительный в составе участка газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Далее выполняется расчетная оценка условий нагружения трубопровода и оценка состояния участка трубопровода по результатам этой оценки.

Для патрубка измерительного, имеющего четыре розетки тензодатчиков, вектор исходных данных состоит из 13 значений (12 показаний для деформации и 1 показание для температуры):

$$(N_{п.в}, N_{к.в}, N_{уг.в}, N_{п.п}, N_{к.п}, N_{уг.п}, N_{п.н}, N_{к.н}, N_{уг.н}, N_{п.л}, N_{к.л}, N_{уг.л}, t). \quad (4.1)$$

Для патрубка измерительного, имеющего три розетки тензодатчиков, вектор состоит из 10 значений (9 показаний для деформации и 1 показание для температуры):

$$(N_{п.в}, N_{к.в}, N_{уг.в}, N_{п.п}, N_{к.п}, N_{уг.п}, N_{п.л}, N_{к.л}, N_{уг.л}, t). \quad (4.2)$$

Расчет показателей, характеризующих условия нагружения участка трубопровода в месте установки патрубка

ка измерительного, осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяются разности между текущими показаниями тензомостов и их показаниями, полученными при тарировке патрубков измерительных на заводе (показания без нагрузки после снятия заглушек):

$$\Delta N_{j,i} = N_{j,i}^0 - N_{j,i}, \quad (4.3)$$

где $\Delta N_{j,i}$ – разность между начальным и текущим показанием тензомоста; $N_{j,i}^0$ – показание тензомоста, полученное при тарировке патрубка измерительного на заводе; i – индекс розетки (в – верхняя, п – правая, л – левая, н – нижняя для патрубка с четырьмя розетками); j – индекс показания/деформации (п – продольное; к – кольцевое; уг. – угловое).

2. Определяются показания для каждой розетки по следующей формуле:

$$\varepsilon_{j,i} = K_i \cdot \Delta N_{j,i}, \quad (4.4)$$

где $\varepsilon_{j,i}$ – компонента j -й деформации, полученная i -й розеткой; K_i – коэффициент преобразования для i -й розетки, величина, указываемая в паспорте на патрубок измерительный.

3. Определяется расчетное значение осевой силы, действующей в месте установки патрубка измерительного.

Для патрубка с четырьмя розетками осевая сила определяется по следующим формулам (4.5)–(4.9).

Вычисляется величина осевой силы в горизонтальной плоскости (на основании показаний правой и левой розеток):

$$T' = \frac{EF}{2(1-\nu)} (\varepsilon_{п,п} + \varepsilon_{п,л} + \nu \cdot (\varepsilon_{к,п} + \varepsilon_{к,л}) - 2 \cdot (1+\nu) \cdot \alpha \cdot \Delta t), \quad (4.5)$$

где E – модуль упругости первого рода (модуль Юнга), Па; F – площадь поперечного сечения трубы, определяемая по формуле:

$$F = \pi \left(\left(\frac{D}{2} \right)^2 - \left(\frac{D}{2} - h \right)^2 \right), \quad (4.6)$$

D – внешний диаметр патрубка измерительного, м; h – толщина стенки патрубка измерительного, м; ν – коэффициент Пуассона, безразмерная величина; α – коэффициент линейного температурного расширения, град⁻¹; Δt – разность текущей температуры (t , °C) и температуры монтажа патрубка измерительного:

$$\Delta t = t - t_0, \quad (4.7)$$

t_0 – температура монтажа патрубка измерительного, °C (при отсутствии данных принимается равной 20 °C).

Далее определяется значение осевой силы в горизонтальной плоскости (на основании показаний правой и левой розеток):

$$T' = \frac{EF}{2(1 - \nu^2)} (\varepsilon_{п.в} + \varepsilon_{п.ч} + \nu \cdot (\varepsilon_{к.в} + \varepsilon_{к.н}) - 2 \cdot (1 + \nu) \cdot \alpha \cdot \Delta t). \quad (4.8)$$

После чего определяется расчетное значение осевой силы по формуле:

$$T = \frac{T' + T''}{2}. \quad (4.9)$$

Для патрубка с тремя розетками осевая сила определяется по следующей формуле:

$$T = \frac{EF}{3(1 - \nu^2)} (\varepsilon_{п.в} + \varepsilon_{п.п} + \varepsilon_{п.л} + \nu \cdot (\varepsilon_{к.в} + \varepsilon_{к.п} + \varepsilon_{к.л}) - 3 \cdot (1 + \nu) \cdot \alpha \cdot \Delta t). \quad (4.10)$$

4. Проверка показаний тензомостов по давлению, измеренному манометром, осуществляется путем сравнения расчетного внутреннего давления и показаний манометров, погрешность при этом не должна составлять более 5 %.

Величина расчетного внутреннего давления определяется для каждой отдельной i -й розетки по формуле:

$$p_i = \frac{2 \cdot E \cdot h}{(1 - \nu^2) \cdot D} (\varepsilon_{\kappa,i} + \nu \cdot \varepsilon_{\pi,i}) - \frac{2 \cdot E \cdot h \cdot \alpha}{(1 - \nu) \cdot D} \cdot \Delta t, \quad (4.11)$$

где i – индекс розетки, принимающий следующие значения: в – верхняя, п – правая, л – левая, н – нижняя (только для патрубков с четырьмя розетками).

В качестве расчетной величины внутреннего давления транспортируемого продукта принимается среднее арифметическое вычисленных значений давлений для каждой i -й розетки:

$$p = \frac{p_i}{n}, \quad (4.12)$$

где n – количество установленных розеток.

5. Определяется расчетная величина кольцевого напряжения в сечении патрубка:

$$\sigma_{\kappa} = \frac{p \cdot D}{2 \cdot h}. \quad (4.13)$$

6. Определяется расчетная величина касательного напряжения в сечении.

Для этого определяется величина касательных напряжений по показаниям каждой i -й розетки по формуле:

$$\tau_i = \frac{E}{2(1 + \nu) \cdot D} \cdot |\varepsilon_{\pi,i} + \varepsilon_{\kappa,i} - 2 \cdot \varepsilon_{\text{уг},i}|. \quad (4.14)$$

В качестве расчетной величины касательного напряжения принимается среднее арифметическое вычисленных значений касательных напряжений для каждой i -й розетки:

$$\tau = \frac{\tau_i}{n}. \quad (4.15)$$

7. Определяется расчетный изгибающий момент, действующий в сечении патрубка измерительного.

Для патрубка с четырьмя розетками изгибающий момент определяется по следующим формулам (4.16)–(4.19):

$$M_x = \frac{E \cdot W}{2(1 - \nu^2)} \cdot (\varepsilon_{п.в} + \varepsilon_{п.н} + \nu \cdot (\varepsilon_{к.в} + \varepsilon_{к.н})); \quad (4.16)$$

$$M_y = \frac{E \cdot W}{2(1 - \nu^2)} \cdot (\varepsilon_{п.л} + \varepsilon_{п.п} + \nu \cdot (\varepsilon_{к.л} + \varepsilon_{к.п})); \quad (4.17)$$

$$M = \sqrt{M_x^2 + M_y^2}, \quad (4.18)$$

где M_x – изгибающий момент в вертикальной плоскости, Н·м; M_y – изгибающий момент в горизонтальной плоскости, Н·м; M – расчетный изгибающий момент в сечении патрубка, Н·м; W – момент сопротивления изгибу:

$$W = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot h}{4}. \quad (4.19)$$

Для патрубка с тремя розетками изгибающий момент определяется по формулам (4.20)–(4.22):

$$M_x = \frac{E \cdot W}{3(1 - \nu^2)} \cdot (\varepsilon_{п.л} + \varepsilon_{п.п} - 2 \cdot \varepsilon_{п.в} + \nu (\varepsilon_{к.л} + \varepsilon_{к.п} - 2 \cdot \varepsilon_{к.н})); \quad (4.20)$$

$$M_y = \frac{E \cdot W}{\sqrt{3(1 - \nu^2)}} \cdot (\varepsilon_{п.л} + \varepsilon_{п.п} + \nu \cdot (\varepsilon_{к.л} + \varepsilon_{к.п})); \quad (4.21)$$

$$M = \sqrt{M_x^2 + M_y^2}. \quad (4.22)$$

8. Определяется расчетная величина продольного напряжения, действующего в сечении патрубка измерительного.

Данная величина определяется как максимум модулей суммы и разности напряжений от осевой силы и изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{пр}} = \max \left\{ \left| \frac{T}{F} + \frac{M}{W} \right|, \left| \frac{T}{F} - \frac{M}{W} \right| \right\}. \quad (4.23)$$

При этом $\sigma_{\text{пр}}$ принимается со знаком выбранной величины без модуля.

9. Определяется расчетная величина эквивалентного напряжения.

При $\sigma_{\text{пр}} \geq 0$ эквивалентное напряжение принимается равным максимуму от продольного и кольцевого напряжения:

$$\sigma_{\Sigma} = \max \{ \sigma_{\text{пр}}, \sigma_{\text{кц}} \}, \quad (4.24)$$

а при $\sigma_{\text{пр}} < 0$ вычисляется по формуле:

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{\sigma_{\text{пр}}^2 - \sigma_{\text{пр}} \cdot \sigma_{\text{к}} + \sigma_{\text{к}}^2 - 3\tau}. \quad (4.25)$$

10. Определяется радиус упругого изгиба в месте установки патрубка измерительного по формуле:

$$\rho = \frac{E \cdot D \cdot W}{2 \cdot M}, \quad (4.26)$$

где ρ – радиус изгиба в плоскости действия изгибающего момента M .

Таким образом, в результате обработки данных с патрубка измерительного могут быть получены:

- компоненты деформаций поверхности трубы в точке установки розеток тензодатчиков;
- расчетные величины кольцевых, продольных и касательных напряжений в сечении патрубка измерительного;
- расчетные величины осевой силы, изгибающего момента, радиуса упругого изгиба трубопровода в месте установки.

Полученные расчетные величины могут быть использованы в качестве критериев оценки технического состояния трубопровода. В настоящее время в качестве основного критерия оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода используется величина эквивалентного напряжения, определяемого по формулам (4.24) и (4.25).

Дальнейшее развитие система на базе интеллектуальных вставок получила при ее объединении с системой кон-

троля углов наклона опорных конструкций надземных трубопроводов. Данная система получила название «Система мониторинга потенциально опасных участков магистрального трубопровода» и была установлена на одном из магистральных нефтепроводов в Краснодарском крае.

Комплекс технических средств данной системы (рисунок 4.7) включает в себя:

- 6 патрубков измерительных, для контроля НДС потенциально опасных участков (ПОУ) трубопровода;
- 6 контрольных пунктов интеллектуальной вставки, предназначенных для осуществления функций преобразования текущих параметров, архивирования, согласования внутренних и внешних протоколов, расчета НДС и передачи полученных данных по вдольтрассовой (ВОЛС);
- 4 блока инклинометров, для дистанционного контроля воздействия оползневых процессов на технологические опоры нефтепровода. Блоки инклинометра выполнены на базе прибора NIVEL220, внешний вид которого показан на рисунок 4.8.

NIVEL220 – это высокоточный двухосевой инклинометр для синхронных измерений величины отклонений и их направлений. Он работает на основе оптико-электронных принципов. Горизонтальная плоскость определяется с помощью жидкостного уровня, угол между этой плоскостью и датчиком изменяется в зависимости от наклона измеряемого объекта. Угол регистрируется электронно-оптической системой и преобразовывается в цифровой выходной сигнал. Структурная схема инклинометра приведена на рисунке 4.9.

На призму нанесены штрихи (цифровой код) (с). Штрихи освещаются светодиодом (g). Подсвеченные штрихи через систему линз проектируются через призму и жидкость на матрицу прибора с зарядовой связью (ПЗС). Поверхность жидкости остается горизонтальной независимо от наклона датчика, поэтому угол отклонения соответствует углу между поверхностью жидкости и основанием датчика.

NIVEL220 устанавливается на опору трубопровода в шкаф блока инклинометра, который служит для защиты прибора от внешних воздействий. Шкаф блока инклино-

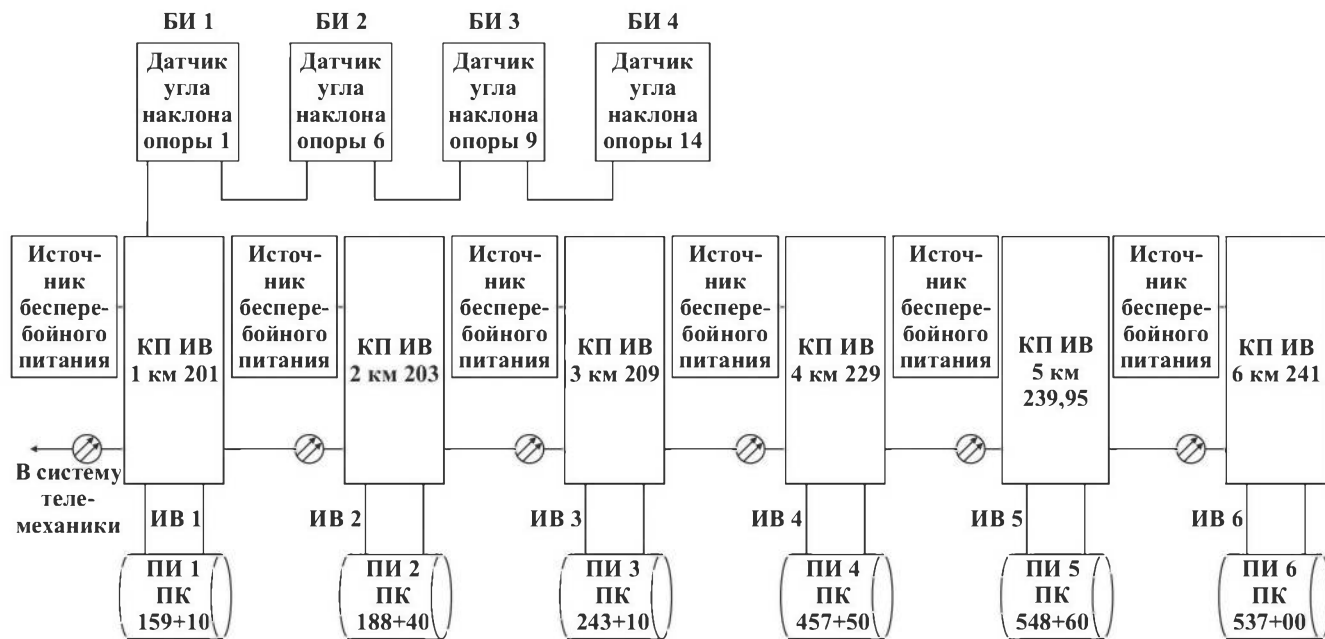
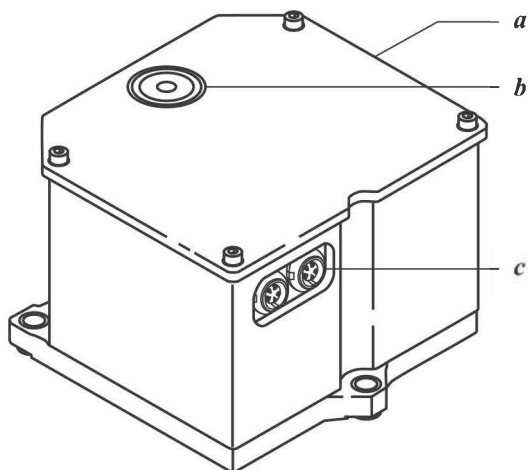


Рисунок 4.7. Структурная схема системы мониторинга потенциально-опасных участков магистрального трубопровода

Рисунок 4.8. Инклинометр NIVEL220. Внешний вид:

a – корпус; *b* – круглый уровень 8'; *c* – разъемы



метра в задней стенке имеет прямоугольный вырез, сквозь который при помощи собственной консоли инклинометр крепится непосредственно к опоре. Питание блоков инклинометров осуществляется от источника питания, расположенного в корпусе контрольного пункта.

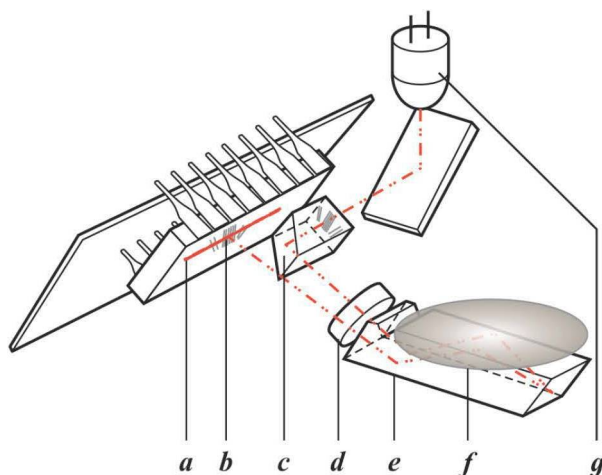


Рисунок 4.9. Структурная схема инклинометра NIVEL220:

a – матрица ПЗС; *b* – проекция штрихов; *c* – призма с нанесенными на нее штрихами; *d* – система линз; *e* – призма; *f* – поверхность жидкости; *g* – светодиод

Во время работы системы данные о деформации стенок патрубка в виде разбаланса тензомостов, после преобразования в цифровой вид, по периодическим запросам контроллера контрольного пункта считываются со вторичных преобразователей, расположенных в патрубке измерительном, и накапливаются в архиве данных контроллера.

Одновременно с этим данные передаются от каждого контроллера контрольного пункта в систему телемеханики по запросу.

Также сигнал датчика температуры в аналоговой форме поступает на вход аналого-цифрового преобразователя, расположенного в корпусе контрольного пункта, где после преобразования архивируется совместно с данными о деформации в контроллере. Показания инклинометров в миллирадианах считываются по линии цифрового интерфейса контрольного пункта и передаются в систему телемеханики. По запросу систем телемеханики из накопленных данных контроллером контрольного пункта вычисляется и передается текущее значение напряжений в трубопроводе, температурного режима и других параметров.

Также в случае возникновения каких-либо ошибок сведения о них передаются от контроллера контрольного пункта в систему телемеханики.

По состоянию на 2021 г. данная система находится в промышленной эксплуатации более пяти лет и зарекомендовала себя как надежный и эффективный инструмент дистанционного мониторинга НДС потенциально опасного участка нефтепровода, проложенного в сложных инженерно-геологических условиях (рисунок 4.10).

Рассматривая системы мониторинга линейной части магистральных газопроводов на базе распределенных волоконно-оптических сенсоров, нельзя не отметить, что большинство отечественных публикаций, посвященных данным системам, не содержат в себе какой-либо информации о положительных результатах их длительной эксплуатации, а также достаточно скупое раскрывают состав и характеристики внедренных систем.

Среди отечественных разработок наиболее широко известна система мониторинга, установленная на магистральном газопроводе «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» (рисунок 4.11) [54].



Рисунок 4.10. Внешний вид блока инклинометров, установленного на опоре магистрального нефтепровода

Данная система состоит из:

- волоконно-оптических сенсоров деформации трубопровода;



Рисунок 4.11. Волоконно-оптические сенсоры, установленные на магистральном трубопроводе «Сахалин–Хабаровск–Владивосток»

- волоконно-оптических сенсоров деформации грунта;
- волоконно-оптического сенсора температуры;
- рефелектометра (Omnisens DiTeSt Analyze);
- сервера системы с программным обеспечением.

Система мониторинга позволяет измерять и вычислять:

- распределение температуры грунтового основания газопровода вдоль сенсора температуры с разрешением от $0,5^{\circ}\text{C}$ с пространственным разрешением в 1 метр;
- распределение относительной деформации растяжения/сжатия сенсора, установленного на трубу с разрешением $0,01\%$ ($0,1\text{ мм}$ на 1 метр) в диапазоне $\pm 1,5\%$ с пространственным разрешением в 1 метр.

Данная система должна эксплуатироваться в составе комплексной системы мониторинга, включающей в себя множество различных независимых систем, в том числе систему на базе интеллектуальных вставок, установленных в зонах тектонических разломов.

4.3. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ПЕРЕСЕЧЕНИЙ ГАЗОПРОВОДОВ

Пересечения газопроводов (рисунок 4.12) являются потенциально опасными участками, характеризующимися повышенным уровнем технологических рисков.

Авария одного из газопроводов может привести к недопустимым деформациям, а также тепловому воздействию на пересекаемые газопроводы (рисунок 4.13), что может привести к развитию последующих аварий.

С целью снижения уровня риска пересечения многониточных газопроводов оборудуются системами мониторинга. Одной из таких систем является «Автономная система диагностики газопроводов АСДГ-007М», установленная на пересечении системы магистральных газопроводов «Иgrim–Серов», «Уренгой–Петровск», «Уренгой–Новопсков» (разработка ЗАО «ДИГАЗ»).

Данная система состоит из измерительных блоков, центральной вычислительной станции, источников питания, блоков буферных аккумуляторных батарей (рисунки 4.14, 4.15).



Рисунок 4.12. Пересечение магистральных газопроводов

Система АСДГ-007М обеспечивает измерение аналоговых сигналов от различных датчиков с помощью устройств аналогово-цифрового преобразования с последующей передачей полученных данных по цифровому каналу, а также буферизацию и первичную обработку полученных данных.

Центральная вычислительная станция (ЦВС) данной системы предназначена для приема, передачи, хранения



Рисунок 4.13. Последствия аварии на пересечении газопроводов

и обработки информации, а также для связи и управления измерительными каналами. ЦВС производит опрос включенных измерительных блоков, автоматически проверяется превышение параметров над пороговыми значениями, данные фиксируются в энергонезависимую память. Если параметры не превысили установленных пороговых значений, ЦВС переходит в энергосберегающий режим до наступления планового времени измерения или сеанса передачи данных.

При наступлении срока периодического сеанса связи для передачи данных на удаленный терминал или выходе измеряемых параметров на недопустимые значения, ЦВС осуществляет упаковку данных в пакет для передачи через GSM-модем. После упаковки данных встроенный в ЦВС GSM-модем устанавливает связь с модемом удаленного терминала, передает пакет данных и ожидает подтверждения корректного приема данных или команды для повторения передачи или выполнения иных действий.

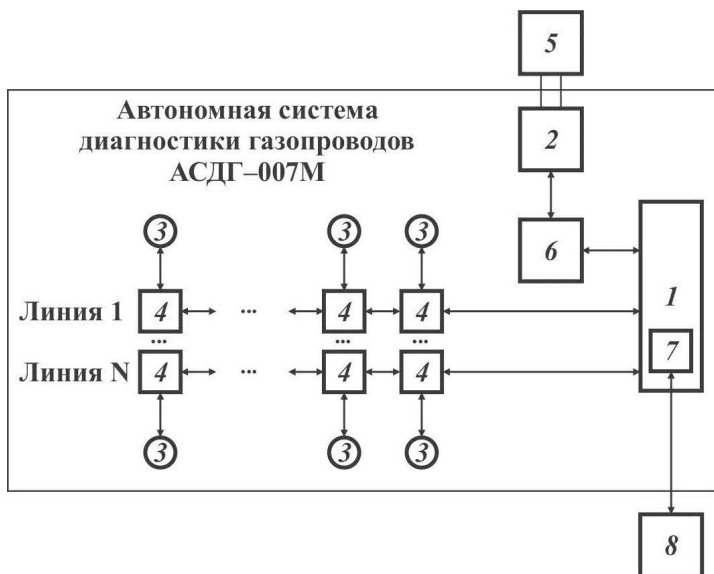


Рисунок 4.14. Функциональная схема системы АСДГ-007М:

1 – ЦВС; 2 – ИП; 3 – первичный датчик; 4 – ИБ; 5 – сеть 220 В/ 50 Гц; 6 – блок АКБ; 7 – GSM модем; 8 – УТ

Измерительные блоки (ИБ) подключаются к ЦВС и обмениваются данными с ЦВС по цифровому каналу.

Предусмотрено каскадирование ИБ друг за другом в линию. Питание ИБ осуществляется от ЦВС.

Выполняются ИБ в различных исполнениях для измерения различных параметров:

- отклонения электрического сопротивления в плечах резистивного мостового датчика от установленного первоначально значения. Измеряемой величиной является отношение напряжения разбаланса моста к напряжению питания моста (ИБ МИ). Служат ИБ МИ для подключения тензодатчиков;

- электрического сопротивления (ИБ ИС), измерения производятся без использования мостовой схемы. ИБ ИС применяются для подключения датчиков температуры;

- поляризационного и суммарного потенциалов системы электрохимической защиты (ИБ ИЭП). Служит ИБ ИЭП

для подключения медносульфатных электродов сравнения (МСЭ);

– концентрация газа (ИБ Г) служит для подключения датчиков загазованности, имеющих цифровой выход сигнала.

Отображение и накопление полученных данных осуществляется удаленным терминалом (УТ).

Электропитание системы обеспечивается от стационарного источника 220 В, 50 Гц переменного тока и преобразуется с помощью источников питания в 13,5 В постоянного тока.

Энергопотребление системы – не более 300 Вт.

Перечень и диапазоны измеряемых параметров технического состояния объектов контроля представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Перечень и диапазоны измеряемых параметров технического состояния

№ п/п	Контролируемый параметр	Диапазон измеряемых параметров	Минимальное и максимальное допустимое значение согласно действующей нормативной документации
1	Поляризационный потенциал трубопровода, относительно медно-сульфатного электрода сравнения, В	–4...+4 В по МСЭ	–0,85...–1,15 В
2	Суммарный потенциал трубопровода, относительно медно-сульфатного электрода сравнения, В	–4...+4 В по МСЭ	–0,90...–2,50 В для труб с битумной изоляцией –0,90...–3,50 В для труб с полимерной изоляцией
3	Деформация поверхности металла трубопровода, %	–0,2...0,2 –0,15...0,15	Продольная деформация Поперечная деформация
4	Температура поверхности трубопровода, °С	–30...+50	Не нормируется
5	Концентрация метана в защитном футляре при переходе МГ через автомобильную дорогу, %	0–5 %	Опасность взрыва при концентрации газа в воздухе от 5 до 15 %

Рассмотрим характеристики основных измерительных блоков.

Характеристики электрода сравнения ЭНЕС 3М:

- внутреннее электрическое сопротивление 1,5 кОм;
- потенциал по отношению к хлорсеребряному электроду 120 ± 15 мВ;
- диапазон рабочих температур: от -40 до $+45$ °С;
- для измерения разности потенциалов между трубопроводом и электродом применяют вольтметр, имеющий входное сопротивление не менее 20 кОм/В.

Характеристика датчика температуры OFTF Pt1000:

- измерительный элемент Pt1000;
- диапазон измеряемых температур: от -30 до $+105$ °С;
- измерительный ток 1 мА.

Характеристика тензодатчика LS 31-6/350:

- рабочий диапазон температур: от -200 до 150 °С;
- диапазон температурной самокомпенсации: от -10 до 120 °С;
- номинальное сопротивление датчика 350 Ом;
- размер металлического основания $40 \times 10 \times 0,1$ мм;
- коэффициент тензопреобразования 2;
- максимально допустимое напряжение питания моста 15 В;

- метод установки – приварка точечной сваркой.

Характеристики датчика загазованности MSH-P-НС/5/V/P/F:

- диапазон измерений от 0 до 5 %;
- выходной сигнал цифровой: 8 бит данных, 1 бит стоп, без контроля четности и аналоговый выход от 0,4 до 2,4 В;
- размеры: $\varnothing 20$, высота 20 мм;
- диапазон температурной самокомпенсации от -20 до $+50$ °С;
- напряжение питания от 3 до 5 В.

Работа с системой производится с использованием удаленного терминала с установленным и настроенным программным обеспечением «АСДГ» в соответствии с руководством пользователя по программному обеспечению «АСДГ».

Проверка работоспособности системы производится оператором УТ по приходу данных от каждого ИБ в установленное время.

Включение и выключение системы производится подключением и отключением кабеля, соединяющего блок аккумуляторных батарей с ЦВС.

Отключение питания, подаваемого на источники питания системы, не прекращает ее работу, но приводит к разрядке буферного аккумулятора, который поддерживает ее работу от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от установленного режима измерений. При отключении питания система автоматически переходит в энергосберегающий режим работы, при этом частота передачи данных между системой и удаленным терминалом остается такой же, как до отключения питания. При отключении питания рекомендуется установить частоту передачи данных в программном обеспечении «АСДГ» не менее одного раза в сутки. При возобновлении питания система автоматически возвращается в режим работы, установленный до отключения.

В процессе работы система не требует специального технического обслуживания, кроме сезонного (два раза в год) контроля технического состояния.

4.4. КОМПЛЕКСНЫЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

Комплексные системы мониторинга (КСМ) технологического оборудования и трубопроводов последнего поколения строятся с использованием следующих принципов:

- система мониторинга должна иметь открытую модульную структуру;
- набор модулей в составе системы мониторинга должен определяться под каждый объект мониторинга с учетом имеющихся технических возможностей;
- система мониторинга должна обеспечивать независимость работы измерительных модулей друг от друга;
- измерительные модули системы мониторинга должны обеспечивать точность измерений, необходимую для корректной работы использованных в системе диагностических моделей;

- система мониторинга должна обеспечивать возможность контроля и оценки точности измерительных подсистем, а также верификации применяемых диагностических моделей;

- система мониторинга должна превосходить по показателям надежности объект контроля;

- система мониторинга должна использовать научно обоснованные математические модели и способы обработки данных;

- система мониторинга должна обеспечивать возможность хранения и ретроспективного анализа данных, ранее полученных и обработанных системой;

- информационное обеспечение систем мониторинга должно обеспечивать возможность импорта и экспорта данных;

- система мониторинга должна иметь развитый интерфейс, рассчитанный на пользователей разной квалификации: как на сменный персонал, эксплуатирующий объект мониторинга, так и на специалистов-диагностов.

Областью применения таких систем является мониторинг технического состояния:

- зданий и сооружений;

- технологических трубопроводов;

- технологического оборудования;

- сосудов, работающих под давлением;

- линейной части магистральных газопроводов;

- оборудования систем энергохозяйства.

Основными функциями таких систем являются:

- контроль перемещений;

- контроль деформаций;

- контроль углов наклона;

- контроль вибрационного состояния;

- контроль коррозионного состояния;

- контроль температурного состояния;

- контроль и оценка параметров напряженно-деформированного состояния;

- оценка показателей накопленной поврежденности материала;

- расчет остаточного ресурса и прогнозирование срока безопасной эксплуатации.

Системы мониторинга последнего поколения могут быть установлены на любых опасных производственных объектах нефтегазовой отрасли, в том числе:

- на головных и линейных компрессорных станциях;
- на установках по подготовке газа к транспорту и других площадных объектах;
- на потенциально опасных участках магистральных газопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях.

Для каждого конкретного объекта подбирается индивидуальное аппаратное решение, соответствующее конструктивным и технологическим особенностям объекта мониторинга, условиям его эксплуатации.

При построении каждого индивидуального решения для объекта мониторинга создается **«цифровой двойник»** – физико-математическая модель объекта, разработанная с применением современных программных средств, позволяющих решать связанные междисциплинарные задачи высокоточными численными методами.

Одним из примеров таких систем является мониторинг технического состояния фундаментов, зданий, сооружений, трубопроводов и оборудования, установленная на одной из компрессорных станций Единой системы газоснабжения Российской Федерации.

Структура данной системы мониторинга включает в себя (рисунок 4.16):

1. Верхний уровень, представленный программно-аппаратным комплексом, реализующим сбор, обработку, анализ с применением технологии «цифрового двойника» и отображение данных посредством человеко-машинного интерфейса.

2. Нижний уровень, являющийся набором независимых модулей – измерительных подсистем:

- измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе роботизированного тахеометра и отражающих элементов;
- измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе глобальной навигационной спутниковой системы позиционирования;
- контроля углов наклона несущих конструкций укрытий ГПА на базе волоконно-оптических инклинометров;



Рисунок 4.16. Структурная схема комплексной системы мониторинга

- контроля деформации подземных трубопроводов на базе волоконно-оптических датчиков деформации;
- и другие подсистемы.

Набор измерительных модулей данной системы выбирался на основе анализа рисков, в результате которого было выявлено, что для объекта мониторинга существует угроза изменения планово-высотного положения конструкций и последующее наступление предельного состояния вследствие недопустимых деформаций.

Рассмотрим подробно технические характеристики основных внедренных подсистем измерения.

1. Подсистема измерения координат на базе роботизированного тахеометра (рисунок 4.17).

Назначение подсистемы:

Подсистема предназначена для контроля пространственного положения точек мониторинга.

Область применения подсистемы:

Подсистема может осуществлять геодезический мониторинг перемещений контролируемых точек надземных объектов, находящихся в прямой видимости (трубопро-



Рисунок 4.17. Внешний вид подсистемы измерения на базе роботизированного тахеометра

водных обвязок, оборудования, фундаментов, внешних несущих конструкций зданий и сооружений).

Характеристики подсистемы:

- подсистема определяет прямоугольные координаты (X ; Y ; H) отражающих элементов, установленных на контролируемые точки объекта мониторинга;
- измерения производятся в автоматизированном режиме с помощью технологии автоматического нацеливания на отражающие элементы;
- контролируемые точки объекта мониторинга должны находиться в прямой видимости роботизированного тахеометра на удалении от 5 до 1500 м;
- средняя скорость измерения (5–10 точек в минуту);
- точность 1–5 мм;
- диапазон рабочей температуры эксплуатации системы от -40 до $+50$ °С.

Состав подсистемы:

- роботизированный тахеометр;
- коммуникационный шкаф с периферийным оборудованием;
- отражающие элементы с креплениями;
- дополнительные измерительные датчики условий среды;
- программное обеспечение для управления, сбора и экспорта данных.

Опыт внедрения подсистемы:

Подсистема разработана в 2016 г. и полностью внедрена в 2018 г. Подсистема опрашивает 78 датчиков, установленных на трубопроводной обвязке, оборудовании и несущих конструкциях компрессорного цеха.

2. Подсистема измерения координат на базе ГНСС оборудования (рисунок 4.18).

Назначение подсистемы:

Подсистема предназначена для контроля пространственного положения точек мониторинга.

Область применения подсистемы:

Подсистема может осуществлять геодезический мониторинг перемещений контролируемых точек надземных объектов, находящихся под открытым небосводом (трубопроводных обвязок, оборудования, внешних несущих конструкций зданий и сооружений).



Рисунок 4.18. Внешний вид установленной на точки мониторинга принимающей антенны

Характеристики подсистемы:

- система определяет координаты принимающих антенн, установленных на контролируемые точки объекта мониторинга;
- принимающая антенна крепится независимо с подключением к ГНСС-приемнику кабельным соединением или в объединенном с ГНСС-приемником корпусе (моноблок) по согласованному правилу 1 антенна = 1 приемник;
- система работает в автоматизированном, ручном или комбинированном режиме;
- измерения производятся в статическом или кинематическом режиме;
- принимающие антенны должны находиться под открытым небосводом в зоне покрытия глобальных навигационных систем, на удалении 5–10 м от высотных зданий и сооружений;
- скорость измерения каждой точки от 1 Гц до 20 Гц (настраивается);
- интервал записи измерений (настраивается): от 1 измерения в час до 72 000 измерений в час с одной точки.
- система производит измерения одновременно со всех точек;
- на скорость измерения системы в целом влияет: общее число контролируемых точек объекта мониторинга, назна-

ченная скорость измерений на точку и интервал записи измерений;

- точность измерения координат до 10 мм в плане, и до 20 мм в профиле;
- диапазон рабочей температуры эксплуатации системы от -45 до $+65$ °С.

Состав подсистемы:

- контрольно-корректирующая станция (базовая станция), включающая ГНСС-приемник и независимую принимающую антенну;
- достаточное число ГНСС-приемников со встроенной принимающей антенной (моноблок) и/или принимающих антенн с кабельным подключением к ГНСС-приемникам;
- программное обеспечение для управления, сбора и экспорта данных.

Опыт внедрения подсистемы:

Подсистема внедрена в 2018 г. Подсистема охватывает 50 контролируемых точек, расположенных на обвязке и оборудовании компрессорного цеха.

3. Подсистема контроля углов наклона несущих конструкций (рисунок 4.19).

Назначение подсистемы:

Подсистема предназначена для контроля углов наклона трубопроводов, оборудования и конструкций.

Область применения подсистемы:

Подсистема преимущественно применяется для мониторинга опор и несущих конструкций укрытий и оборудования, также возможно внедрение системы и на отдельные элементы технологических трубопроводов.

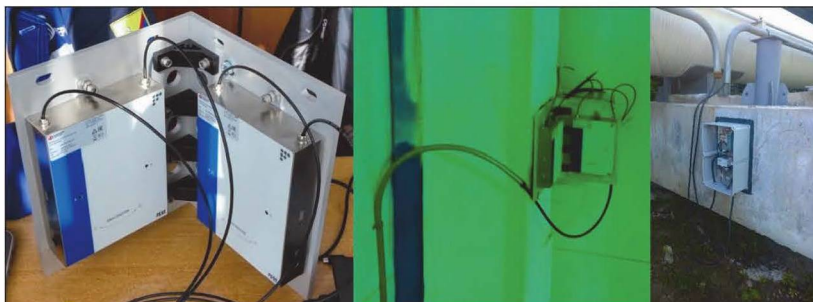


Рисунок 4.19. Внешний вид установленных инклинометров

Характеристики подсистемы:

- подсистема измеряет углы наклона инклинометров, установленных на контролируемые точки объекта мониторинга;
- скорость измерения от 1 Гц до 100 Гц;
- диапазон от ± 1 до ± 5 град;
- точность 0,1–0,01 град;
- температурный диапазон эксплуатации от -30 до $+80$ °С.

Состав подсистемы:

- сеть датчиков угла наклона (инклинометров);
- опросное устройство (для обработки сигналов волоконно-оптических инклинометров);
- сервер или специализированный контроллер.

Опыт внедрения подсистемы:

Подсистема в составе четырех двухосевых инклинометров впервые была внедрена в системе мониторинга линейной части магистрального нефтепровода, подсистема из 12 одноосевых волоконно-оптических инклинометров внедрена на компрессорной станции в 2018 г.

4. Подсистема контроля параметров вибрации.

Назначение подсистемы:

Подсистема решает функцию контроля вибрации оборудования.

Область применения подсистемы:

Подсистема может использоваться для проведения непрерывного мониторинга с периодической оперативной (онлайн) диагностикой текущего состояния оборудования.

Характеристики подсистемы:

- подсистема осуществляет контроль текущего состояния оборудования на всех режимах работы;
- датчики параметров вибрации устанавливаются в конкретных точках оборудования;
- частота измерений 1–20 Гц;
- точность измерения частоты 1 Гц, скорости – 0,05 мм/с;
- температурный диапазон эксплуатации стационарной системы от -40 до $+55$ °С.

Опыт внедрения подсистемы:

Подсистема внедрена в системах мониторинга третьего поколения.

Состав подсистемы:

- датчики параметров вибрации;
- анализатор.

5. Подсистема контроля коррозионного состояния.**Назначение подсистемы:**

Подсистема решает функцию контроля коррозионного состояния металла.

Область применения подсистемы:

Подсистема может использоваться для мониторинга напряженно-деформированного состояния как наземных, так и подземных трубопроводов. Подсистема основана на методе акустической эмиссии.

Характеристики подсистемы:

- подсистема позволяет выявить дефекты, способные привести к аварийным ситуациям (например, развивающиеся трещины);
- датчики устанавливаются на заранее подготовленные соответствующим образом металлические поверхности;
- частота измерений 1–20 Гц;
- точность 1 дБ;
- температурный диапазон эксплуатации от –40 до +150 °С.

Опыт внедрения подсистемы:

Средства измерения, применяемые в составе системы, регулярно применяются при проведении диагностических обследований. Внедрение средств мониторинга акустической эмиссии в качестве измерительной подсистемы планируется в 2022 г.

Состав подсистемы:

- датчики акустической эмиссии;
- анализатор спектра (преобразователь акустической эмиссии).

6. Подсистема измерения температуры (рисунок 4.20).**Назначение подсистемы:**

Подсистема выполняет функцию контроля температуры и опосредованно функцию контроля напряженно-деформированного состояния.

Область применения подсистемы:

Подсистема может осуществлять мониторинг технологических и магистральных трубопроводов и оборудования. Применение подсистемы наиболее целесообразно для



Рисунок 4.20. Датчик подсистемы мониторинга температуры.
Фотография выполнена в процессе монтажа

объектов, оборудование и трубопроводы которых подвержены значительным периодическим перепадам температуры.

Характеристики подсистемы:

- подсистема измеряет температуру в точках установки датчиков;
- частота измерений 1–20 Гц;
- точность 0,1 °С;
- температурный диапазон эксплуатации от –40 до +65 °С (контроль температуры возможен в диапазоне до +300 °С).

Состав подсистемы:

- сеть волоконно-оптических либо электрических датчиков температуры;
- опросное устройство либо преобразователь электрических сигналов;
- сервер или специализированный контроллер.

Опыт внедрения подсистемы:

Подсистема внедрена в рамках в 2014 г. в составе опытного образца комплексной системы мониторинга КС, также установлена в составе Системы мониторинга на УПГТ КС.

Подсистема охватывает 7 контролируемых сечений, расположенных на трубопроводах линии адсорбции УПГТ.

7. Подсистема измерения деформаций (рисунки 4.21, 4.22).

Назначение подсистемы:

Подсистема решает функцию контроля деформаций материала.

Область применения подсистемы:

Подсистема может использоваться для мониторинга напряженно-деформированного состояния как наземных, так и подземных трубопроводов, несущих и опорных конструкций укрытий и оборудования.

Характеристики подсистемы:

- подсистема измеряет деформации в контролируемых сечениях и точках установки датчиков;
- датчики устанавливаются на заранее подготовленные соответствующим образом металлические поверхности;
- частота измерений 1–20 Гц;



Рисунок 4.21. Датчики подсистемы контроля деформаций.
Фотография выполнена в процессе монтажа



Рисунок 4.22. Датчики подсистемы мониторинга деформаций.
Фотография выполнена в процессе монтажа

- точность 1–5 мкстрейн;
- температурный диапазон эксплуатации от -40 до $+65$ °С (существует решение контроля горячих трубопроводных линий с температурой поверхности до $+270$ °С).

Состав подсистемы:

- сеть тензорезисторов, либо волоконно-оптических датчиков деформации (ВОДД);
- усилитель разбаланса тензомостов, либо опросное устройство;
- сервер или специализированный контроллер.

Опыт внедрения подсистемы:

Подсистема внедрена в рамках в 2014 г. в составе опытного образца комплексной системы мониторинга КС, также установлена в составе Системы мониторинга на УПГТ КС.

8. Подсистема измерения на базе интеллектуальных элементов измерения деформаций.

Назначение подсистемы:

Подсистема выполняет функцию контроля деформаций и нагрузок в сечении трубопровода и соединительных де-

талей. Благодаря установке датчиков на интеллектуальный элемент в заводских условиях с проведением последующих мероприятий по градуировке, получается изделие, способное с метрологической точностью контролировать величины нагрузок.

Область применения подсистемы:

Подсистема предназначена для мониторинга подземных трубопроводов большого диаметра (линейной части магистральных газопроводов, подключающих шлейфов, подземных технологических трубопроводов).

Характеристики подсистемы:

– подсистема измеряет локальные деформации в точках установки датчиков, опосредовано – напряжения и глобальные силовые нагрузки, воздействующие на элемент в целом;

– частота измерений 1–20 Гц;

– точность по деформациям 1–5 мкстр;

– температурный диапазон эксплуатации от –40 до +65 °С.

Состав подсистемы:

– к интеллектуальным элементам относятся интеллектуальные вставки и интеллектуальные тройники, представляющие собой конструкционный элемент трубопровода (катушку, тройник) с установленной на нем в заводских условиях сетью датчиков деформации и температуры;

– защитный шкаф (контрольный пункт) с вторичными преобразователями и периферийным оборудованием.

Опыт внедрения подсистемы:

Внедрено 49 интеллектуальных вставок на МГ «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», 14 вставок на МГ «Россия – Турция», 8 вставок на газопроводе «Дзуарикау – Цхинвал», 2 вставки на нефтепроводе «Восточная Сибирь – Тихий океан», 12 вставок на переходе Ужгородского коридора через р. Каму, 6 интеллектуальных вставок на нефтепроводе «Тихорецк – Туапсе 2», 8 интеллектуальных вставок на МГ «Чусовой – Березники – Соликамск 2». Также внедрено 2 вставки в рамках разработки «Системы оценки технического состояния (СОТС) КС «Добрянская».

9. Программно-аппаратный комплекс (рисунки 4.23–4.25).

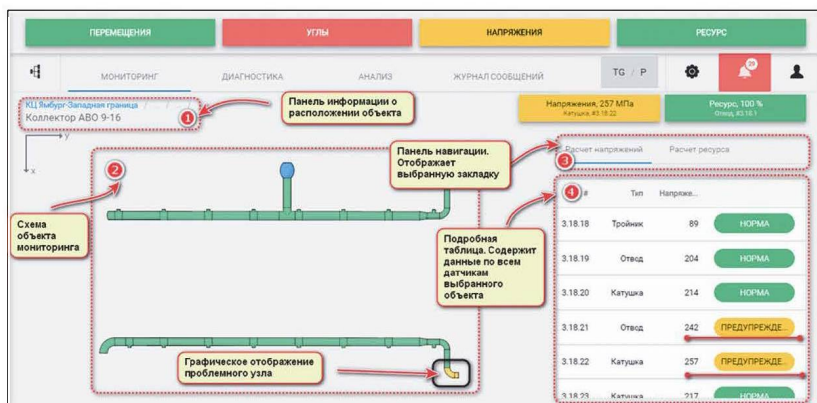


Рисунок 4.23. Пользовательский интерфейс программного комплекса (мониторинг коллектора АВО)

Программно-аппаратный комплекс устанавливается на центральном сервере и представляет собой модули сбора, хранения и обработки данных.

В качестве математической модели, применяемой для обработки данных, используется конечно-элементная модель объекта, в которую в качестве граничных условий передаются результаты измерения подсистем. По резуль-

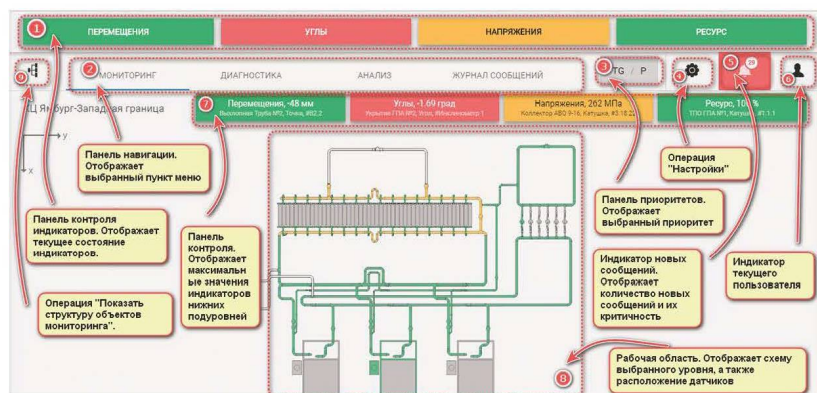


Рисунок 4.24. Пользовательский интерфейс программного комплекса (общий вид цеха)

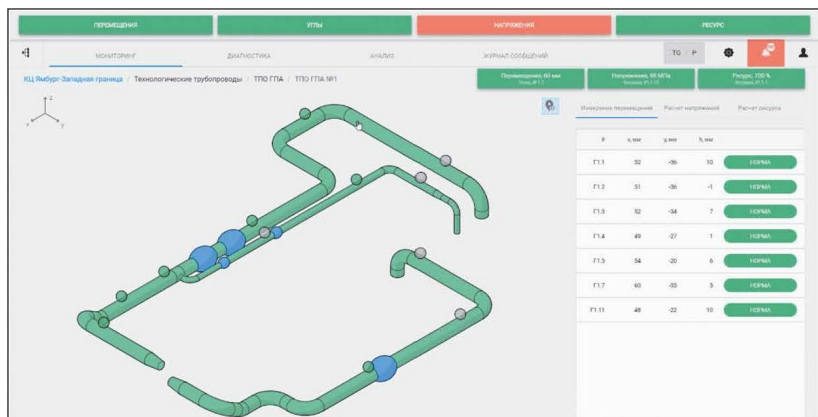


Рисунок 4.25. Пользовательский интерфейс программного комплекса (мониторинг трубопроводной обвязки)

татам расчетов модели определяются параметры, характеризующие техническое состояние и остаточный ресурс технологического оборудования и трубопроводов.

Для верификации разработанных математических моделей используется комплекс ANSYS (США), в котором создается конечно-элементная модель объекта, соответствующая модели, реализованной в центральной математической модели. В процессе верификации сравниваются значения, полученные при задании различных граничных условий для двух созданных моделей.

4.5. СИСТЕМА МОНИТОРИНГА СИСТЕМЫ «ГАЗОПРОВОД–ГРУНТ» НА БАЗЕ РАДИОВОЛНОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Заслуживают отдельного внимания технологии мониторинга системы «газопровод – грунт» с применением радиоволновых методов, разработанные горным инженером, кандидатом технических наук М.М. Задедиголовой [55, 56, 57].

Магнитотеллурический метод известен с 50-х годов прошлого века по работам А.Н. Тихонова и Луи Каньяра,

в эту группу входят: метод теллурических токов (метод ТТ), магнитотеллурическое зондирование (метод МТЗ) и магнитотеллурическое профилирование (метод МТП).

Первым методом, получившим широкое распространение для разведочных и глубинных исследований, был метод ТТ, дающий качественную информацию о геоэлектрическом разрезе. В нефтяной и газовой промышленности его стали применять с 1955 года. Начиная с 1961 г., наряду с методом ТТ, стали применять новые магнитотеллурические методы – МТЗ и МТП, использующие не только электрическое, но и магнитное поле, в отличие от метода ТТ они давали количественную информацию о геологическом разрезе [58].

Термин «естественные импульсные электромагнитные поля Земли» (ЕИЭМПЗ) был впервые введен А.А. Воробьевым в конце 60-х годов прошлого века. Он же и высказал гипотезу о том, что импульсы могут возникать не только в атмосфере, но и в земной коре в результате преобразования тектонической энергии в электрическую. Предполагалось, что поток импульсов будет сверхинтенсивен накануне или в момент землетрясений. Этот метод получил широкую популярность в конце прошлого столетия благодаря многим авторам, однако в настоящее время число публикаций и интерес к методу упал, так как надежды на возможность предвидеть землетрясения не подтвердились.

Несмотря на это, параллельно метод начал развиваться в области геофизической разведки, в основном он использовался при изучении оползневых процессов. Задача применения метода ЕИЭМПЗ в георазведке значительно усложнялась из-за низкой воспроизводимости полученных результатов: поток импульсов носил шумовой характер и общую картину затрудняло наличие суточного хода естественного поля.

В работах М.М. Задериголовой был предложен способ выделения вариаций ЕИЭМПЗ, которые позволяют идентифицировать литологические неоднородности земной коры и осуществлять оценку НДС горных пород.

Воспроизводимость результатов мониторинга с применением данного способа, по мнению его автора, должна быть обусловлена:

1) разработкой новой теории о происхождении литосферной компоненты ЕИЭМПЗ в диапазоне очень низких частот (ОНЧ);

2) использованием разнесённой системы стационарных и передвижных регистраторов пространственных параметров ЕИЭМПЗ.

Впервые электромагнитные импульсы при деформировании и разрушении горных пород были обнаружены Л.М. Беляевым, Ю.Н. Мартышевым, В.В. Набатовым [59], они зарегистрировали световые вспышки при деформировании щелочно-галоидных кристаллов, а затем и электромагнитные сигналы на частоте 1,5 МГц. Вспышки, как важно отметить, возникали в области пластических деформаций в момент их растрескивания. В более поздних работах [60] были зарегистрированы и низкочастотные импульсы при раскалывании кристаллов LiF, появление которых связывали с микроразрядами в полости заряженной частицы. В работе [61] было установлено появление импульсов в радиодиапазоне при разрушении минералов, различных грунтов и горных пород. Были и реализованы работы [62] по одноосному сжатию кварцосодержащих горных пород, генерация электромагнитных волн при механическом нагружении горных пород в радиодиапазоне объяснялась распределением зарядов на бортах трещин, которые появлялись из-за деформаций, и возникновением микроразрядов между бортами в процессе заполнения образовавшихся трещин воздухом [63]. Спектральный анализ нагружаемых образцов показал, что появление электрических зарядов связано с колебательными движениями заряженных бортов трещин в результате их разрушения [64]. Таким образом, электромагнитные сигналы в диэлектриках могут возникать при любом виде механического воздействия (вибрация, растяжение-сжатие, изгиб, удар и пр.) и проведенные работы дают основание полагать, что в геологической среде источники электромагнитного поля будут привязаны к активным структурным и литологическим неоднородностям земной коры.

Наиболее вероятным механизмом возникновения электромагнитных импульсов и, соответственно, формирования ЕИЭМПЗ, является тектоносейсмический механизм. Суть его состоит в том, что геологические неоднородности могут

возбуждаться и генерировать электромагнитные импульсы под воздействием сейсмических и микросейсмических волн, источниками которых могут быть естественные процессы, протекающие в земной коре (горные удары, воздействие далеких или ближних землетрясений, воздействие морского прилива и пр.) или искусственные процессы (вибрация машин и механизмов, удары, технические взрывы и пр.) [65]. Таким образом, происходит суммирование электромагнитных полей от различных элементарных излучателей, возбуждаемые сейсмическими или акустическими колебаниями, которые характеризуют не только степень неоднородности пород в точке измерения, но и общую сейсмичность региона. Именно поэтому в регистрируемом сигнале уже заложена некоторая интегральная оценка окружающего пространства, необходимая для оценки геологических структур.

На сегодняшний день существуют несколько методов получения «чистого» сигнала, отделенного от общего уровня шума. Эта процедура осуществляется как на стадии полевых работ, так и на этапе камеральной обработки данных:

1. Использование системы разнесенных в пространстве маршрутных и стационарных (вариационных) приборов.
2. Настройка радиоантенн на оптимальную чувствительность и тщательная регулировка идентичности различных регистраторов.
3. Приборная сортировка импульсов ближних и удаленных составляющих.

Временные вариации ЕИЭМПЗ содержат как периодические вариации (суточный, годовые и др.), которые связывают с деформационными волнами из нижней мантии, так и аperiodическую компоненту. Главной причиной аperiodической составляющей являются тектонические процессы и другие геодинамические явления.

Для геофизических работ регистрируемый поток обширен и из него должны быть исключены все источники удаленных объектов и оставлены только пространственные вариации импульсов от местных источников. В предложенном М.М. Задериголовой способе используется метод разнесения оборудования для повышения точности выделения аномалий. Одно устройство – неподвижное

(реперное), которое регистрирует временные вариации ЕИЭМПЗ. Маршрутные регистраторы предназначены для измерения как временных, так и пространственных вариаций по профилю исследуемого объекта. Выделение аномалий происходит посредством удаления из показаний маршрутных регистраторов временных вариаций реперных установок.

Различить местные и удаленные источники сигнала можно по времени их прихода и разницы в амплитуде сигнала. Качество получаемой информации определяется точностью настройки аппаратуры, а именно: настройка на оптимальную чувствительность и настройка идентичности всех геофизических регистраторов.

Для настройки чувствительности регистраторов используют специальные тарировочные зависимости, полученные на основе многолетнего практического исследования ЕИЭМПЗ.

Идентичность маршрутных и реперных регистраторов проверяют не только по числу зарегистрированных импульсов, но и посредством сравнения моментов прихода отдельных импульсов (рисунок 4.26).

Из рисунка 4.26 видно, что оба настраиваемых прибора регистрируют импульсы в один и тот же промежуток

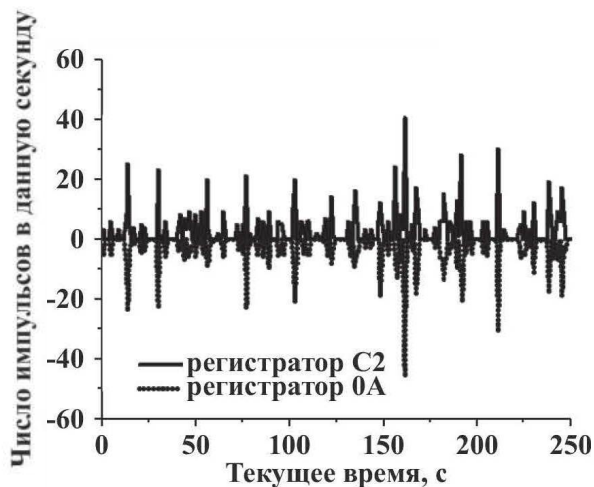


Рисунок 4.26. Проверка на идентичность полевых приборов

времени. После настройки на идентичность, при появлении различий в показаниях приборов происходит устранение оставшихся неточностей с помощью передаточных функций и коэффициентов передачи. Необходимость в использовании передаточных функций состоит в том, что невозможно достигнуть абсолютной идентичности приемных антенн, фильтров, усилителей и прочей аппаратуры с технической точки зрения при их изготовлении. Для их получения регистраторы запускают в работу на непрерывном режиме в течение идентичного промежутка времени, а затем сравнивают графики полученных временных вариаций и сортируют приборы на реперные и маршрутные. В качестве реперных берут регистраторы, значение временных вариаций которых приближалось к средней величине интенсивности сигнала. Для каждого маршрутного прибора находят передаточную функцию как разницу между показаниями базового и данного регистраторов.

Для осуществления маршрутных измерений вдоль линейной части магистрального газопровода реперные (базовые) регистраторы включаются в фоновом режиме на геодинамически неактивной зоне с дискретом опроса в 1 с. Маршрутные приборы осуществляют измерение временных вариаций непосредственно на пикетах диагностируемого участка. На каждом пикете период опроса каналов регистраторов составляет от 2 до 5 минут в зависимости от сложившейся ситуации на участке проведения работ. Такое профильное измерение осуществляют на каждом из пикетов маршрута с последующей статистической обработкой данных.

Последовательность статистической обработки состоит из следующих этапов:

1. Определение среднего значения интенсивности сигнала на каждом из пикетов для маршрутных и реперных устройств для определенного канала приема (Север–Юг, Запад–Восток) в идентичные промежутки опроса и их корреляция посредством введения передаточных функций.

2. Определение относительной величины разности временных вариаций над отдельным пикетом и реперной станции.

3. Постройка итоговых зависимостей числа импульсов к длине диагностируемого участка (профильные вариации) (рисунок 4.27).

В работах М.М. Задериголовы выделяются следующие преимущества радиоволновой методики диагностики грунтов околотрубного пространства:

1. Электромагнитные волны обладают высокой проникающей способностью в диэлектриках, что обеспечивает интегральную оценку диагностируемого массива горных пород, тогда как иные геофизические методы основаны на точечном обследовании поверхности, что не дает комплексной оценки априори.

2. Источниками регистрируемых сигналов являются литологические и структурные неоднородности, генерирующие сигнал за счет микродвижения горных пород, вызванных естественными процессами в земной коре.

Все это обеспечивает экологичность технологии радиоволнового диагностирования, его избирательную чувствительность к границам геологических структур. Данная методика сочетает в себе положительные моменты как электроразведочных, так и сейсморазведочных работ: по

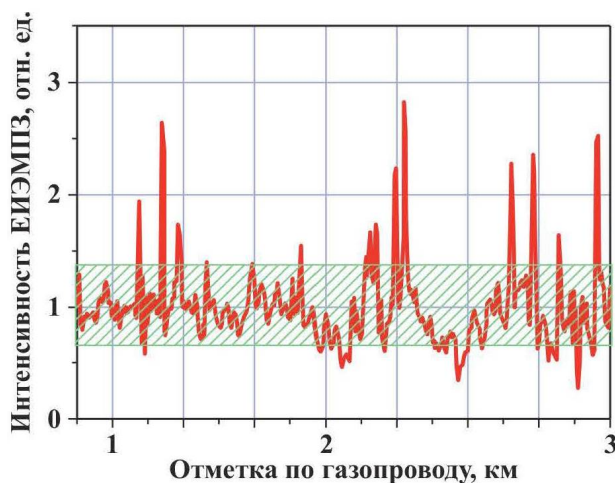


Рисунок 4.27. Пространственные вариации ЕИЭМПЗ на участке магистрального газопровода

сравнению с сейсморазведкой радиоволновой метод не требует специальной подготовки профилей, взрывных работ и, как следствие, существенно снижается трудоемкость, себестоимость и сроки полевых работ.

Как уже отмечалось, эксплуатация магистральных газопроводов, проложенных в особых климатических условиях (горная местность, неустойчивые грунты), связана с возможностью появления непроектных нагрузок, и ключевым фактором, обеспечивающим безаварийную эксплуатацию таких газопроводов, является объективная оценка не только НДС тела самой трубы, но и грунтов околотрубного пространства.

По мнению М.М. Задериголова, развитие опасных геологических процессов может быть обнаружено много ранее, чем произойдет их внешнее проявление. В качестве обоснования приводится тот факт, что значимые проявления отсутствуют на интервале 70–90 % всего времени периода активизации ряда опасных геологических процессов, таких как оползни (рисунок 4.28).

Предлагается следующая модель образования аномалий естественного импульсного электромагнитного поля Земли

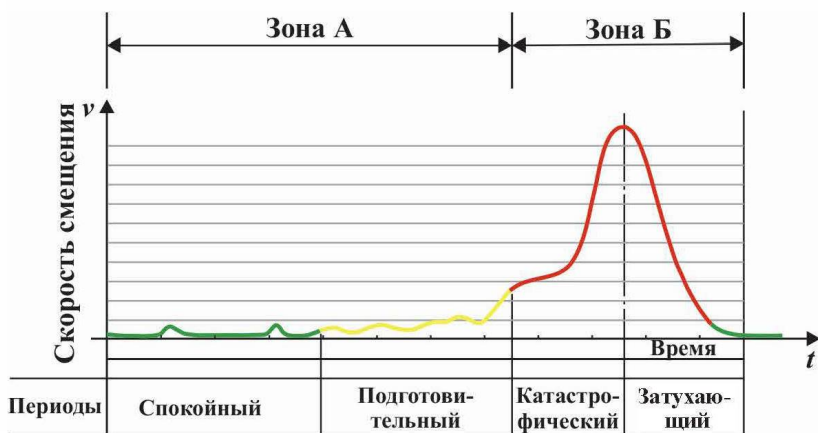


Рисунок 4.28. Схема полного оползневого цикла [66].

Зоны: А – скрытая для визуального контроля стадия развития необратимых деформаций; Б – стадия катастрофических деформаций, смещений грунтов

(рисунок 4.29, б): пусть Блок 1, который является частью оползневого массива, теряет устойчивость и давит на смежный Блок 2. В месте их контакта происходит изменение НДС горного массива, что приводит к движению поровой жидкости (флюидов) и образованию микротрещин, что вызывает резкое изменение электрических свойств грунтов в этом месте и способствует появлению

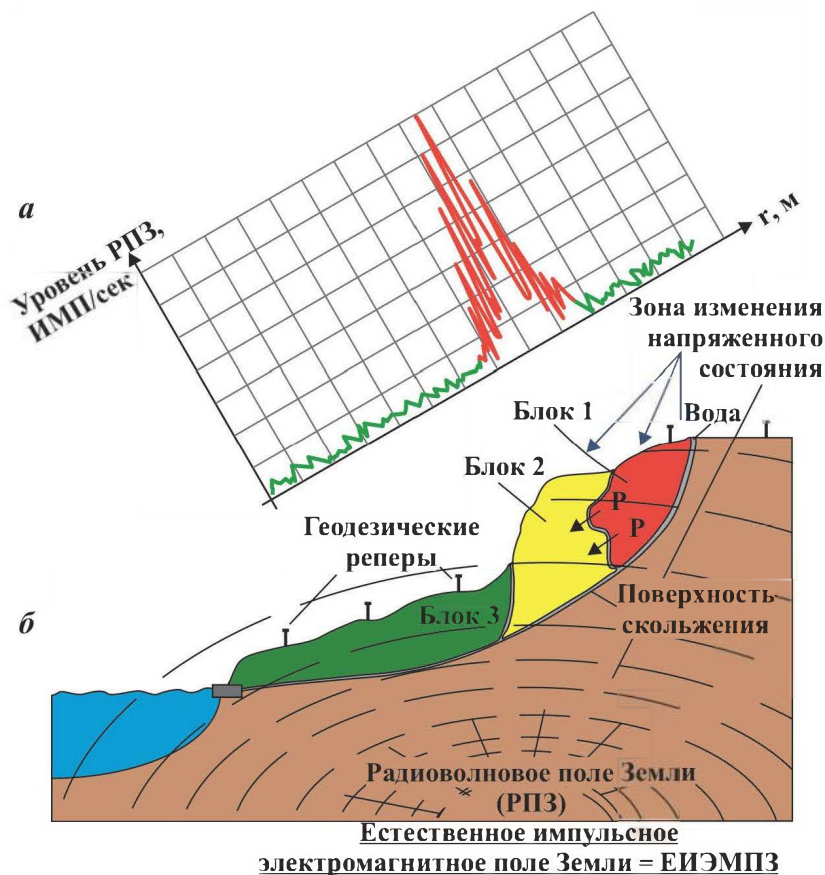


Рисунок 4.29. Механизм возникновения локальной электромагнитной аномалии в зоне механической нагрузки в блоках оползня:

а – график изменения радиоволнового поля Земли при нагружении Блока 2 потерявшим устойчивость Блоком 1; **б** – структура оползневого склона (схема)

аномалий радиоволнового поля Земли в зоне контакта (рисунок 4.29, а) [66].

Все геологические аномалии (тектонические разломы, зоны трещиноватости и пр.) сопровождаются повышенными значениями ЕИЭМПЗ с превышением фоновых значений в 10–1000 раз.

Отрицательные значения в параметрах ЕИЭМПЗ приурочены к зонам сжатия, либо к осевым линиям тектонических нарушений из-за того, что они забиты малоизученной глиной трения. Крупные активные геологические разломы сопровождаются бухтообразной аномалией в профильных вариациях, где повышенные значения ЕИЭМПЗ (в 10 и более раз) привязаны к бортам разломов. Участки со сложным напряженно-деформированным состоянием, как правило, характеризуются положительными аномалиями по одному каналу и отрицательными – по другому.

Таким образом, при выполнении картирования в качестве критерия опасности геологических структур различной кинематики используются следующие критерии, основанные на практическом опыте и теоретических выкладках [66]:

- превышения ЕИЭМПЗ в 10 и более раз относительно фоновых значений – особо активные;
- изменения ЕИЭМПЗ в 1,3–10 раз приурочены к зонам трещиноватости и идентифицируются как слабоактивные;
- отличие фоновых значений на 30 % и менее свидетельствует о неактивности изучаемой геологической структуры.

Поскольку комплексные исследования повышают достоверность и репрезентативность результатов, для геотехнического мониторинга работающих газопроводов дополнительно используются газоэманационные методы контроля почвенных газов (торон, радон, легкие углеводороды и пр.).

Совместное использование двух различных по физической природе методов в комплексе диагностирования грунтов, при котором выявленные и оконтуренные радиоволновым методом геодинимические аномалии выборочно заверяются газоэманационным способом, объективно повышают доверительную вероятность результатов исследо-

ваний. Такой комплекс впервые был использован при мониторинге газопровода на Камчатке в 2012 г. (рисунок 4.30). Как видно из совмещенного графика, корреляция двух методов удовлетворительная.

В основу системы контроля (АСК-ГП) геодинамической и геоэкологической безопасности эксплуатации газопровода, разработанной М.М. Задегиголовой, положены принципы комплексного анализа геолого-геофизических, геохимических, физико-механических данных. Структурная схема АСК-ГП приведена на рисунке 4.31.

Вся аппаратура размещена в герметических полипропиленовых бункерах – охранных блоках для оборудования АСК-ГП (рисунки 4.32, 4.33).

Погружной антивандальный, герметичный бункер разделен перегородкой (герметично) на 2 части. Он устойчив к перепаду температур и погодным условиям, рассчитан для размещения радиоволновой аппаратуры с питанием от 2 аккумуляторов. Бункер представляет собой прямоугольную емкость, изготавливаемую из высококачественного вспененного полипропилена толщиной 13 мм, предназначенного для химической, нефтехимической промышленности. Обладает высокими прочностными характери-

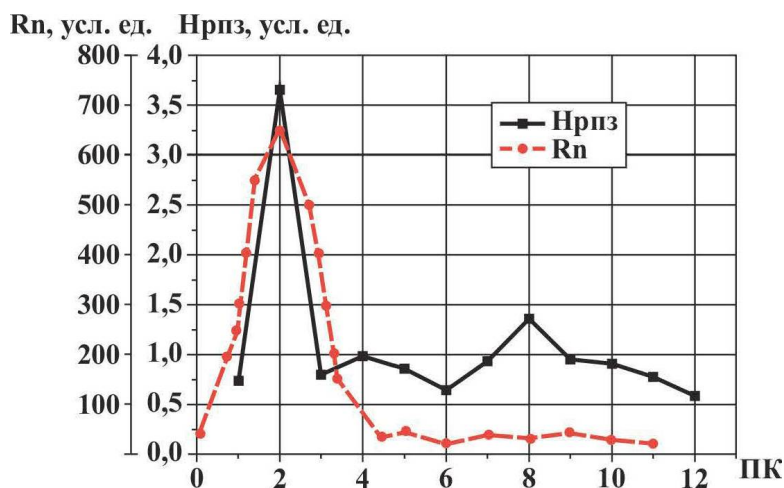


Рисунок 4.30. Совмещенный график измерений различными методами

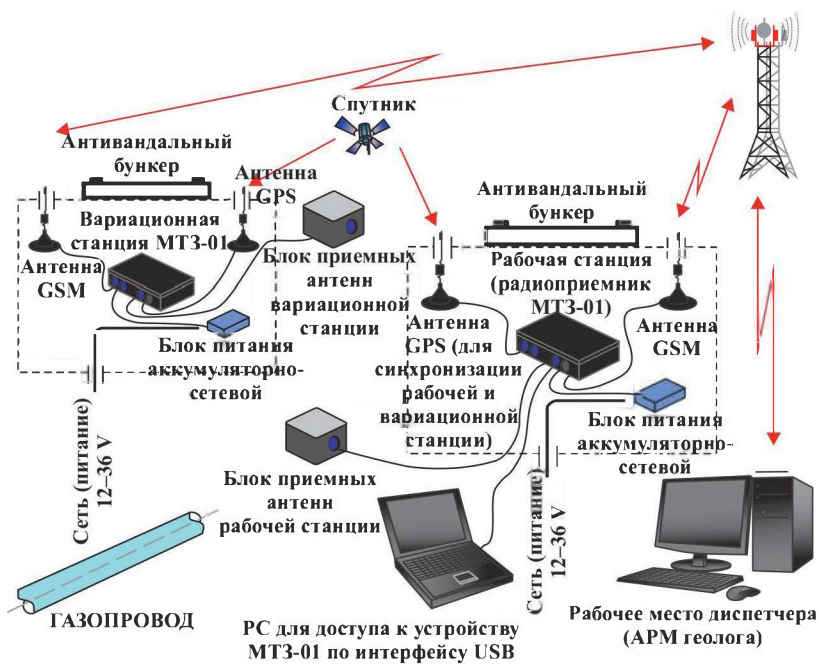


Рисунок 4.31. Структурная схема АСК-ГП



Рисунок 4.32. Установка герметических полипропиленовых бункеров на склоне

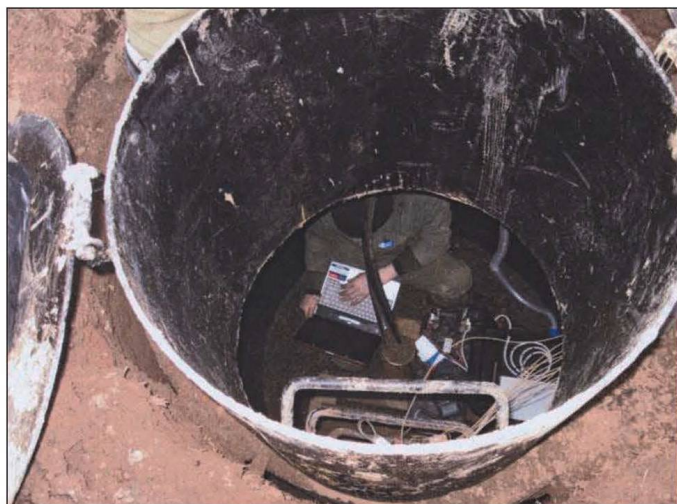


Рисунок 4.33. Монтаж радиоволнового оборудования в бункере

стиками химической стойкостью и повышенной транспортельностью.

Достоинства таких бункеров: малый вес, прочность, стойкость к воздействию химически активных веществ, длительный срок эксплуатации, простой монтаж и обслуживание, практически 100%-ная герметичность.

В отличие от полиэтилена, полипропилен менее плотный и более твердый (стойк к истиранию), почти не подвергается коррозионному растрескиванию, более термостойкий, стойк к ультрафиолетовому излучению. Максимальная температура при длительной эксплуатации изделий (без нагрузки) – 100–110 °С. Размеры антивандального бункера: 1200 (длина)×600 (ширина)×500 (высота). Внутренняя разделительная пластина-перегородка – посередине (600 мм от краев). В центре перегородки предусмотрено гнездо-отверстие (трубка) для подводки кабелей питания ($D = 10$ мм каждый).

На каждое отделение бункера одна плотно прилегающая и строго герметичная крышка (на фланцевых соединениях, крепеж – болты), диаметр $D = 480$ мм. В аккумуляторном отсеке имеется клапан для отвода газов. По бо-

кам бункера – два герметичных вывода (трубки, длиной 50 мм и $D = 10$ мм). Из аккумуляторного отсека один выход для кабеля подзарядки, а из приборного отсека – один выход под кабель антенны ($D = 10$ мм).

Система АСК-ГП – СК спроектирована таким образом, чтобы обеспечить максимальную надежность получения информации о состоянии опытных оползневых участков даже при форс-мажорных ситуациях (отключение электропитания, сбой в каналах GSM, компьютерных сетях, обрыв из-за подвижек кабелей связи и пр.).

Для этих целей использованы:

1. Полуавтоматические глубинные реперные комплексы, (тросовые, инклинометрические, газогеохимические), не требующие электропитания и работающие в режиме «посещение», то есть ручного режима снятия показаний.

2. Инженерно-геологические комплексы «ЗЕМЛЯ», в случае их использования, с сетевым (220 или 36 В) или автономным питанием с передачей информации по радиоканалу непосредственно со скважины.

3. Радиоволновые блоки МТЗ-01; МГР-01 и сейсмостанции, у которых предусмотрена полноценная работа без подачи напряжения, в режиме «посещения», либо от автономного (от штатного аккумулятора).

Активным узлом нижнего уровня АСК-ГП в процессе передачи данных является пост наблюдения – ЦПК. Модуль сбора данных и управления постом наблюдения в перерывах между сеансами связи накапливает измерительные данные и в запланированные моменты времени передает информацию на FTP-сервер в виде файлов специальной нетекстовой структуры. Это вызвано необходимостью затруднить (при отсутствии системы криптозащиты) расшифровку данных в случае несанкционированного перехвата информации. Режимы измерения и связи можно задавать дистанционно, посредством команд определенного формата, которые модуль сбора данных забирает с того же FTP-сервера при установлении связи с центром. Можно заставить пост наблюдения внепланово выйти на связь, послав обычный телефонный вызов на мобильный номер SIM-карты, установленной в модем поста наблюдения.

Электропитание подскважинной аппаратуры может осуществляться в двух вариантах: от сети переменного тока

напряжением 220 В или 36 В; от аккумуляторов постоянного тока напряжением 12 В.

При аккумуляторном питании требуется аккумулятор емкостью 90 А/ч и более. Такой аккумулятор при комнатной температуре обеспечивает эксплуатацию в течение более 6-ти месяцев при режиме измерения 1 раз в час при двух сеансах связи с центральным постом системы мониторинга.

Кабель канала электропитания (напряжение 36 В, ток 10 А) и связи (один кабель) глубинных датчиков (кроме работающих в режиме «посещение») проложен в стальных, асбоцементных трубах рядом с газопроводом.

Автоматизированное рабочее место геолога (АРМ-ГП) является частью информационно-управляющей подсистемы (ИУП) программно-аппаратного комплекса контроля оползневого склона участка газопровода. Подсистема обеспечивает решение всего комплекса задач сбора, передачи, накопления и обработки мониторинговой информации об опасных геологических процессах, а также распределения этой информации среди пользователей системы.

ИУП обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор измерительных данных от звеньев информационно-измерительной сети в реальном масштабе времени;
- обработка и хранение мониторинговой информации, обеспечение доступа к ней пользователям системы;
- поддержание и пополнение оперативных информационных баз системы мониторинга опасных геологических процессов;
- оперативное выявление фактов опасного развития геологических процессов и информирование персонала об этих фактах;
- формирование и выпуск необходимой отчетной документации.

АРМ-ГП выполняет следующие функции:

1. Сбор данных о территории, состоянии контролируемых опасных геологических процессов, хранение и организацию доступа к этим данным: оперативный прием и накопление первичной измерительной информации от информационно-измерительных систем; обработка, архивирование и ввод оперативных баз данных измерительной

информации; ведение базы условно-постоянных данных о естественной и антропогенной структуре контролируемой территории; поддержание целостности баз данных; интеграции получаемых данных на основе ГИС; обеспечение доступа к информации в базах данных.

2. Оценка состояния контролируемых опасных геологических процессов, поддержка принятия решений: комплексный анализ ситуации; оперативная оценка ситуации; анализ тенденции изменения развития опасных геологических процессов; поддержка принятия решений по управлению ситуацией.

3. Распределение информации между пользователями: формирование оперативных и плановых выходных документов о состоянии контролируемых опасных геологических процессов; при получении запросов на информацию – поиск информации в базах данных и отправка запрашиваемой информации.

Процесс обработки информации состоит из следующих операций:

- получение от измерительных звеньев данных о параметрах геологической среды и телеметрической информации;
- передача данных между элементами информационно-измерительной системы и АРМ-ГП;
- архивирование информации, ведение оперативных баз данных;
- обработка измерительных данных с целью анализа и оценки ситуации, формирования сводок и сообщений;
- распределение измерительной информации и результатов мониторинга между заинтересованными пользователями.

Основой АРМ-ГП является геоинформационная система.

Основой структуры системы мониторинга являются посты и пункты контроля компонентов оползневой активности с постоянным потоком поступающих данных (рисунок 4.34).

На оползневом склоне установлены следующие посты и пункты контроля в рамках информационно-измерительной системы:

- посты контроля смещения оползневых тел;



Рисунок 4.34. Оползневой склон подводного перехода МГ Ужгородского коридора через р. Кама с контрольными пунктами системы мониторинга:

▲ – радиоволновые блоки; ◆ – реперно-гидрогеологические блоки

- посты контроля метеорологических параметров и параметров грунтовых вод;
- посты контроля напряженности пластов (станции МТЗ-01; МГР-01).

Типовыми процедурами, наиболее часто встречающимися в процессе обработки данных мониторинга напряженно-деформированного состояния грунтов, являются:

- Оперативный анализ поступающих данных на достижение критических параметров.
- Предупреждение звуковым сигналом при достижении критических параметров.
- Обновление карты оползневых блоков с указанием статуса (степени оползневой активности) блока, с выделением постов и пунктов контроля, где параметры вышли за критические или предкритические пределы.
- Сообщение об изменении статуса (степени оползневой опасности) различных постов мониторинга и различных оползневых тел.

– Формирование и визуализация новой карты на основе существующих слоев.

– Поиск постов (пунктов) контроля с заданным интервалом значения параметров за заданный временной интервал.

– Поиск постов (пунктов) контроля с заданным интервалом значения параметров за заданный временной интервал в указанной удаленности от определенных объектов инфраструктуры.

– Построение графика изменения параметра или статуса по целеуказанию поста контроля и временного интервала.

Анализ существующих схем позволил разработать следующую схему передачи и сбора данных. Данные поступают с измерительных автоматизированных постов и пунктов контроля на локальные посты сбора данных.

Комплекс программ для обработки информации в текущей реализации системы включает:

1. Модуль анализа изменений параметров оползневого тела.

2. Геоинформационную систему.

Модуль анализа изменений параметров оползневого тела предназначен для оперативного определения комплексного параметра оползневой опасности (КПО), сравнения в реальном времени происходящих изменений с критическим уровнем для данного параметра, оперативного определения статуса поста.

Основным параметром системы является комплексный параметр оползневой опасности. Его мгновенное значение определяется выражением:

$$K_d = \frac{\sqrt{(H_1^2 + H_2^2)}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sqrt{R_{1i}^2 + R_{2i}^2}}, \quad (4.27)$$

где H_1 , H_2 – число импульсов текущей точки за данное измерение, соответственно, по направлениям Север–Юг и Запад–Восток; R_{1i} , R_{2i} – число импульсов реперной точки за i -е измерение за последний интервал измерений, соответственно, по направлениям Север–Юг и Запад–Восток; n – число измерений за интервал измерений.

Значение статуса для постов контроля напряженно-деформированного состояния определялось по среднему значению КПО за последний интервал измерений.

Определение статуса выполняется следующим образом [66]:

1. Нормальный статус – интервал значений среднего КПО 0,33–3.

2. Предкритический – предкритическое множество: интервалы значений среднего КПО 0,0005–0,33 или 3–2000, разбитые на пять подинтервалов с соответствующим статусом, изменяющимся от критического к нормальному. Пример приведен в таблице 4.2.

3. Критический статус – критическое множество: среднее КПО $< 0,0005$ или среднее КПО > 2000 .

Вышеприведенные установленные для примера уровни являются едиными для всех точек.

Система предусматривает возможность установки индивидуальных уровней в процессе опытного функционирования АСК-ГП, после дивергенции критических уровней.

Для удобства и оперативности анализа поступающей информации диспетчеру АРМ предложена система «светофор», то есть нормальному статусу параметров соответствует зеленый цвет, предкритическому – желтый, а критическому – красный цвет.

Система в режиме реального времени контролирует превышение допустимых уровней НДС грунта путем срав-

Таблица 4.2

Соответствие статусов и значений критических параметров

Общий статус	Статус	Множество значений КПО
Нормальный	1	0,3300–3,0000
Предкритический	2	0,0005–0,0664 или 3,0000–402,4000
	3	0,0664–0,1323 или 402,4000–801,8000
	4	0,1323–0,1982 или 801,8000–1201,2000
	5	0,1982–0,2641 или 1201,2000–1600,6000
	6	0,2641–0,3300 или 1600,6000–2000,0000
Критический	7	$< 0,0005$ или $> 2000,0000$

нения текущих значений измерений с предельно допустимыми и выдачей соответствующей информации оперативному персоналу.

Программное обеспечение позволяет оператору оценивать состояние контролируемых участков в режиме «светофора» и сравнивать его с отрезком любого предыдущего периода, а также наблюдать ситуацию в виде мнемосхемы на экране сервера (рисунок 4.35).

Следует отметить, что за время работы системы был зафиксирован ряд предаварийных ситуаций, по которым незамедлительно принимались должные управляющие решения.

По мнению автора метода – М.М. Задериголовой, он позволяет:

1) *на стадии проектирования*: выбирать и обосновывать наиболее рациональный вариант трассы газопровода, обойти опасные геодинамические зоны, резко улучшить финансово-экономические показатели;

2) *на стадии составления планов ремонта*: заранее выявить и оконтурить проблемные участки возможных механических и коррозионных повреждений трубы, оптимизировать планы ремонтов и их очередность, снизить их стоимость;

3) *на стадии эксплуатации (в случае «как построено»)*: при наличии участков с опасной геодинамикой организовать на объекте систему раннего оповещения активизации опасных геодинамических процессов (АСК–ГП), снизить до минимума техногенные риски.

Основным эффектообразующим фактором внедрения системы раннего оповещения заявляется снижение частоты аварий за счет своевременного принятия мер по предупреждению аварийных ситуаций на газопроводах, расположенных на потенциально опасных геодинамических участках.

Метод контроля радиоволнового поля Земли может быть полезным дополнением к известным методам систем наблюдения и контроля состояния, изменения грунтовых, природных и техногенных условий в процессе проектирования, строительства и эксплуатации нефтегазовых объектов. В комплексе с методами технологического контроля трубопроводов это будет способствовать получению дополнительной информации о состоянии блока «труба – грунт».



Рисунок 4.36. Использование дрона для геотехнического мониторинга газопровода

зопровода [68, 69]. За первичным, осуществляемым с помощью дронов обследованием, следует наземное обследование, которое включает в себя мониторинг самых опасных участков. Авторы методики провели серию опытов с использованием дронов модели «АМТ–АСМОС», представленного на рисунке 4.36, которые позволили совместить опасные районы развития геодинамических процессов с цифровой моделью выбранного газопровода в трехмерном пространстве, проложенной по рельефу и получаемой благодаря съемке беспилотной техникой.

Результаты опытных полетов показали потенциальную возможность проведения бесконтактного радиоволнового мониторинга магистрального газопровода с помощью техники, установленной непосредственно на самом дроне. Данное оборудование позволяет выявлять районы, которые образуют критически опасные концентрации механических напряжений металла под действием грунтовых масс.

Глава 5

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОНИТОРИНГА

5.1. АНАЛИЗ ДАННЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Приведенные ниже примеры получены специалистами ИТЦ «Оргтехдиагностика» под руководством Ю.В. Брусиловского в течение 2006 г., при диагностическом обследовании ГПА компрессорных станций «Смоленская», «Торжокская», «Холм-Жирковская». Далее приводятся материалы, любезно предоставленные сотрудниками АО «Газпром оргэнергогаз».

Перечисленные компрессорные станции оборудованы системой третьего поколения – СДКО, в состав которой входит стационарная система вибродиагностики, которая ценна тем, что она накапливает данные постоянно, с определенной частотой опроса, хранит их в базе данных и позволяет оперативно обратиться и провести ретроспективный анализ вибрации при аварийных остановках, оценить уровни вибрации во время выбега агрегата. Искать типовое поведение вибрации при нештатных и аварийных ситуациях, отслеживать изменение вибрации при смене режимов, сезонных и суточных колебаниях температуры окружающей среды.

При наличии доступа к каналам связи перечисленные данные возможно получать удаленно, привлекая для анализа экспертов в области вибродиагностики (строить и опробовать алгоритмы обнаружения дефектов, уточнять полосовые нормы вибрации, проводить статистический анализ и т.д.).

Пример 1.

При проведении пуска и наладочных работ в цехе № 5 КС «Холм-Жирковская» системой диагностики отмечена высокая вибрация ЦБН ГПА-Ц-16С станционный № 52 (рисунок 5.1).

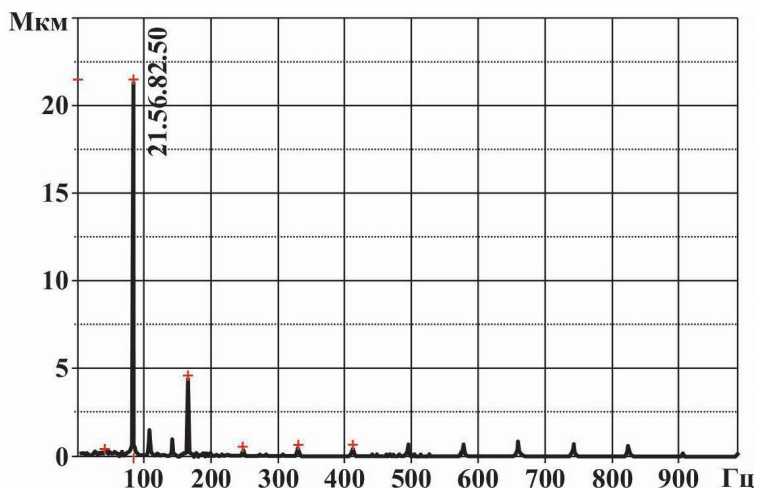


Рисунок 5.1. Спектр вибрации передней опоры до балансировки

Наличие в спектре вибрации доминирующего пика на частоте первой оборотной ротора нагнетателя указало на дисбаланс валопровода. Представителями поставщика было принято решение о проведении балансировки ротора нагнетателя в собственных подшипниках. После успешного выполнения операции вибрация на оборотной частоте ротора нагнетателя снизилась примерно в 10 раз (рисунок 5.2). Уровни вибрации при контрольных пусках во время балансировки отслеживались с помощью СДКО.

Пример 2.

На всех нагнетателях типа «7V-3» в составе ГПА 16-01 «Урал» КС «Торжокская», на задней опоре в обоих направлениях была отмечена низкочастотная вибрация, равная 0,4–0,6 частоты от оборотной ротора нагнетателя (ЦБН) с амплитудой соизмеримой, а иногда и превышающей первую оборотную ротора ЦБН.

В спектре вибрации ЦБН ГПА амплитуда вибрации на частоте 58,75 Гц в четыре раза превышает величину амплитуды 1-й оборотной ротора нагнетателя (рисунок 5.3).

Анализируя форму сигнала вибрации, характер спектра, орбиты движения шейки вала задней опоры (ЗО) ро-

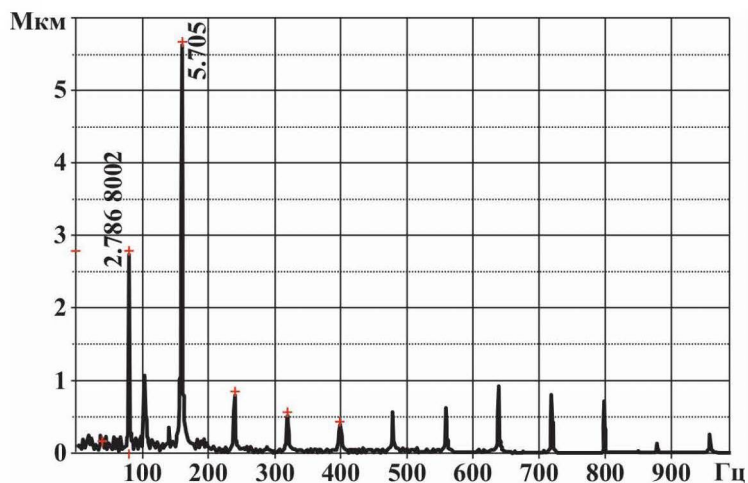


Рисунок 5.2. Спектр вибрации передней опоры (ПО) после балансировки

тора ЦБН (рисунок 5.4) специалисты ИТЦ «Оргтехдиагностика» предположили, что наиболее вероятной причиной низкочастотной вибрации ЦБН при работе агрегата

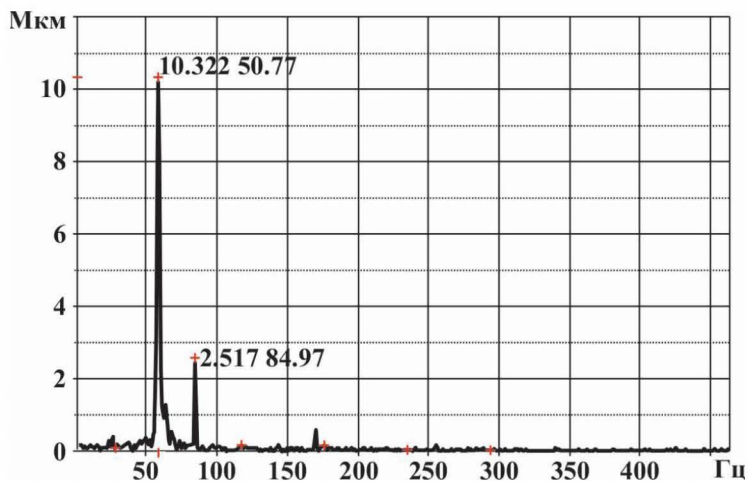


Рисунок 5.3. Спектр низкочастотной вибрации задней опоры ротора центробежного нагнетателя

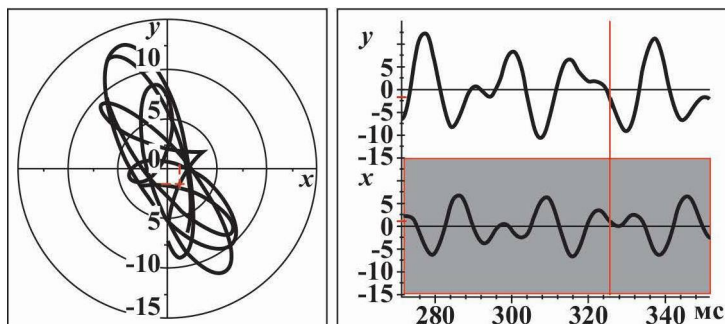


Рисунок 5.4. Орбита движения шейки вала ротора задней опоры ЦБН

в режиме, отличном от оптимального, является образование вращающегося срыва потока газа в диффузорном канале нагнетателя. Этот вывод подтвердился наложением тренда вибрации задней опоры ЦБН на тренды параметров давления газа на входе и выходе из нагнетателя (рисунок 5.5).

На тренде, представленном на рисунке 5.5, видна корреляция вибрации со степенью сжатия рабочего тела (среднее квадратичное значение виброперемещений в полосе

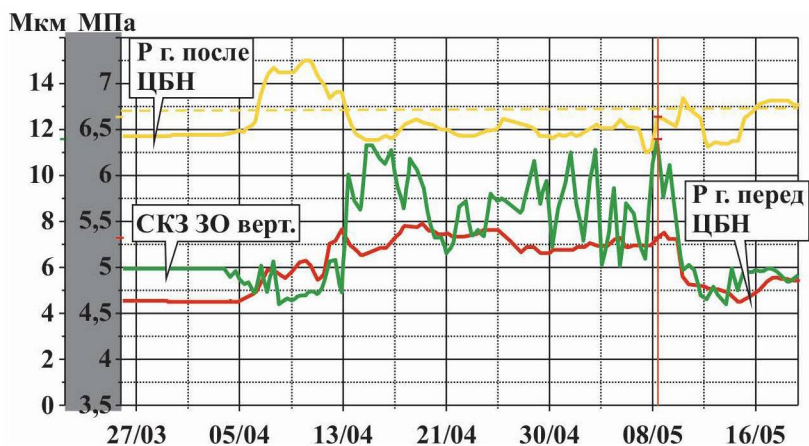


Рисунок 5.5. Тренд вибрации 30 верт. в зависимости от степени сжатия рабочего тела

10–500 Гц в основном определяется низкочастотной вибрацией).

По результатам проведенной работы разработчику изделия было рекомендовано провести анализ технической документации в части изменения рабочей точки напорно-расходной характеристики нагнетателя для выдачи предложений по оптимизации режима его работы.

Пример 3.

7 мая был выполнен вынужденный останов ГПА 16-01 «Урал» станционный № 53 КС «Смоленская» по сигналу магнитного сигнализатора «Стружка в масле».

5 мая, за два дня до вынужденного останова, диагностом КС «Смоленская» по СДКО на ГПА № 53 отмечено:

- вибрационная картина в точке КЗ верт., в районе задней опоры осевого компрессора газогенератора (ГГ) нестабильна – резкий рост и спад уровней вибрации на первой и второй гармониках оборотной частоты (рисунок 5.6), флуктуация суточного тренда;

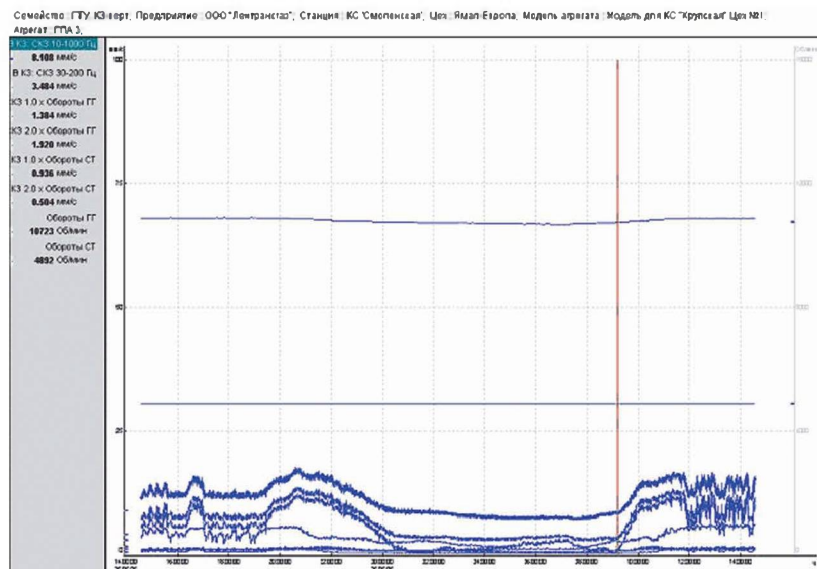


Рисунок 5.6. Рост и спад уровней вибрации на первой и второй гармониках оборотной частоты ГГ

- наблюдается рост температуры масла смазки задней подшипниковой опоры осевого компрессора (рисунок 5.7).

На основании опыта работы и по данным наблюдений, диагностом КС «Смоленская» 5 мая было сделано предположение о возможном начале развития дефекта подшипника ГГ. Характер распределения вибрации, ее изменение, рост температуры могут являться косвенными признаками начала развития дефекта подшипника.

Особо стоит отметить, что повышение температуры масла весьма незначительно и его легко можно отнести к изменению температуры наружного воздуха. И флуктуацию вибрации, отдельно от параметрической информации, можно объяснить сменой режима работы ГПА. Только вместе эти параметры являются основанием для анализа такого поведения вибрации и роста температуры. Для такого анализа необходим опыт, наблюдательность, профессионализм диагноста.

По результатам работ, проведенных после останова, обнаружена стружка на сигнализаторе А56 «МСС в л/о от р/п ТВД». Стружка собрана и отправлена на анализ; аг-

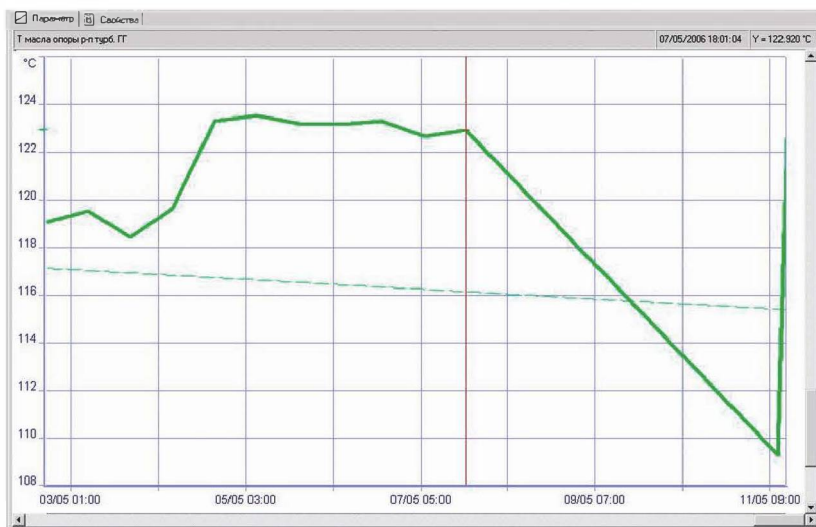


Рисунок 5.7. Тренд изменения температуры масла смазки подшипника турбины ГГ

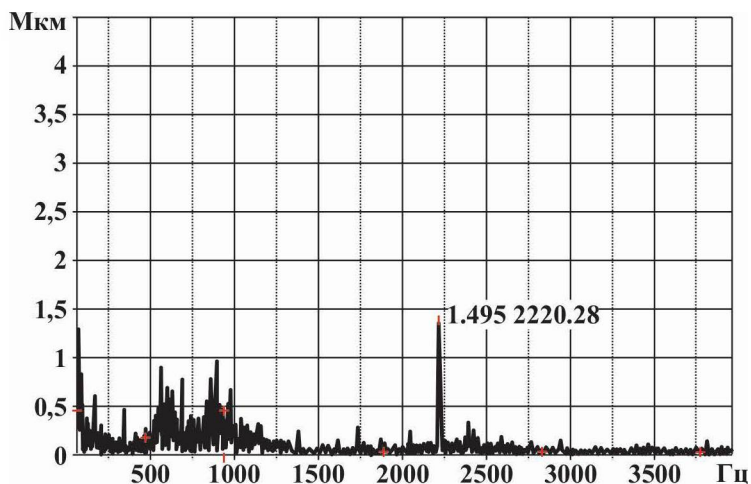


Рисунок 5.8. Спектр вибрации КЗ верт.

регат допущен к дальнейшей эксплуатации в течение 500 ч на особом контроле.

11 мая двигатель был запущен. Через 6 минут после пуска в спектрах вибрации обнаружен характерный пик на частоте 2220,2 Гц, соответствующей второй гармонике частоты перекачивания тел качения по внешней обойме роликоподшипника турбины ГГ, с амплитудой ~50 % от первой оборотной (рисунок 5.8). По прошествии 3 ч 30 мин ГПА был вновь остановлен по сигналу магнитного сигнализатора «Стружка в масле».

Как видно, при обнаружении подшипниковых частот в спектре следует не допускать повторного появления стружки (подшипник в этом случае скорее всего выходит из строя), а остановить ГПА заранее, тем самым сохранив ротор от возможных серьезных повреждений.

5.2. АНАЛИЗ ДАННЫХ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА

Рассмотрим результаты анализа данных, полученных комплексной системой мониторинга, описанной в разделе 4.4.

Анализ выполнялся для следующих измерительных подсистем:

- подсистема измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе роботизированного тахеометра и отражающих элементов;
- подсистема измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе глобальной навигационной спутниковой системы позиционирования;
- подсистема контроля углов наклона несущих конструкций укрытий газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на базе волоконно-оптических инклинометров;
- подсистема контроля деформации подземных трубопроводов на базе волоконно-оптических датчиков деформации.

На основании предварительной оценки возможной динамики изменения диагностических параметров были определены нижние пороги частоты измерений для каждой подсистемы, после чего был реализован график замеров с частотой, на порядок превосходящей пороговую.

Измерительная подсистема на базе роботизированного тахеометра осуществляла измерение координат точек мониторинга с частотой 1 измерение в 4 часа, подсистема контроля углов наклона – 3 измерения в час, подсистема контроля деформаций – 1 измерение в минуту.

Обработка и анализ данных, получаемых измерительными подсистемами, а также оценка параметров, характеризующих техническое состояние объекта, осуществляется на базе разработанной центральной многопараметрической математической модели.

Единая численная математическая модель трубопроводной обвязки реализована методом конечных элементов в балочной – трубной постановке, а единая численная математическая модель укрытия ГПА в балочной – рамной постановке.

При анализе рассматривался весь период эксплуатации системы, начиная с февраля 2019 г. и по настоящее время.

В рассматриваемом периоде инциденты и аварийные отказы на объекте мониторинга не происходили, режим работы объекта изменялся штатно в соответствии с заданиями производственно-диспетчерских служб. Также не за-

фиксированы отказы программного обеспечения и оборудования системы мониторинга.

Таким образом, был обеспечен непрерывный контроль и мониторинг параметров технического состояния, а также накопление необходимого для анализа массива данных.

Накопленный массив данных анализировался с применением общепризнанных методов статистического и регрессионного анализа.

ПОДСИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЕФОРМАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

За анализируемый период деформации подземных трубопроводов находились в рамках допустимых значений, соответствующих проектным нагрузкам и воздействиям на трубопроводы.

Для оценки достоверности информации, получаемой от измерительной подсистемы, осуществлялось сравнение значений кольцевых напряжений металла труб, определенных по измеренным деформациям и рассчитанных по «котельной» формуле по данным автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Расхождение значений за период наблюдений не превысило 5 %, что свидетельствует о стабильной и качественной работе измерительной подсистемы. На рисунках 5.9 и 5.10 показаны графики изменения кольцевых напряжений, на рисунке 5.9 также приведен расчетный уровень напряжений по «котельной» формуле, рассчитанный на основе данных о давлении АСУ ТП.

За весь период измерений были выявлены колебания кольцевых и продольных напряжений с малой амплитудой на рабочих режимах, а также зафиксированы падения уровня напряжений вследствие остановки цеха, что наглядно иллюстрирует рисунок 5.10.

ПОДСИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КООРДИНАТ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ОБОРУДОВАНИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Данной подсистемой осуществлялся мониторинг координат точек зданий, сооружений и трубопроводов методом

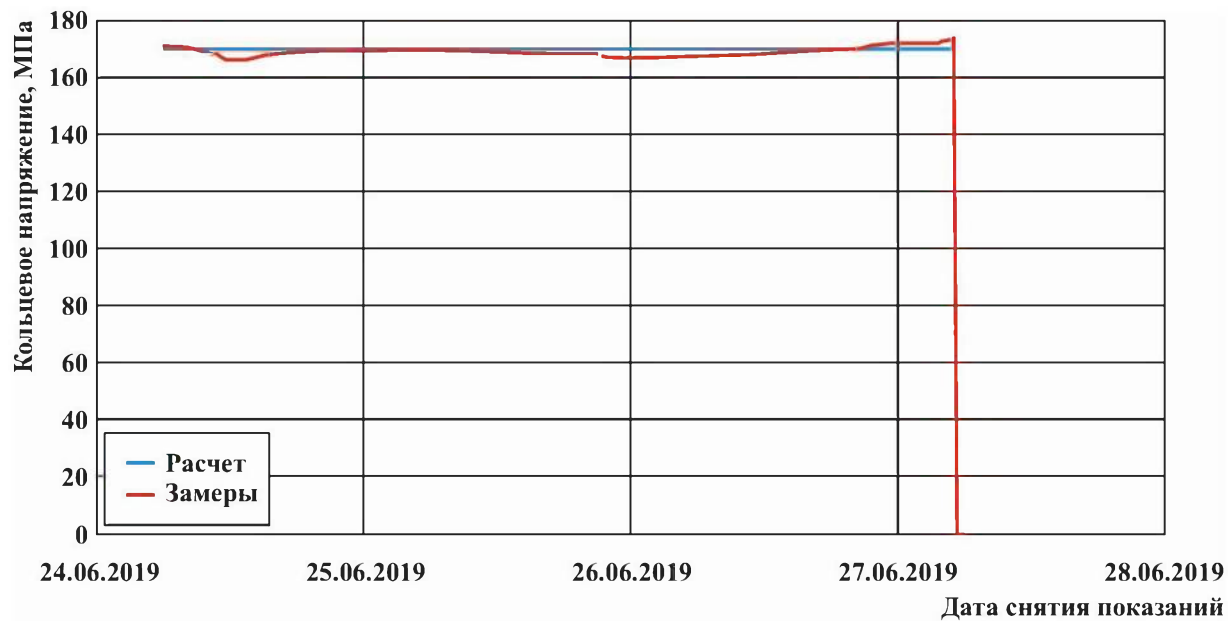


Рисунок 5.9. Графики изменения расчетных и измеренных кольцевых напряжений

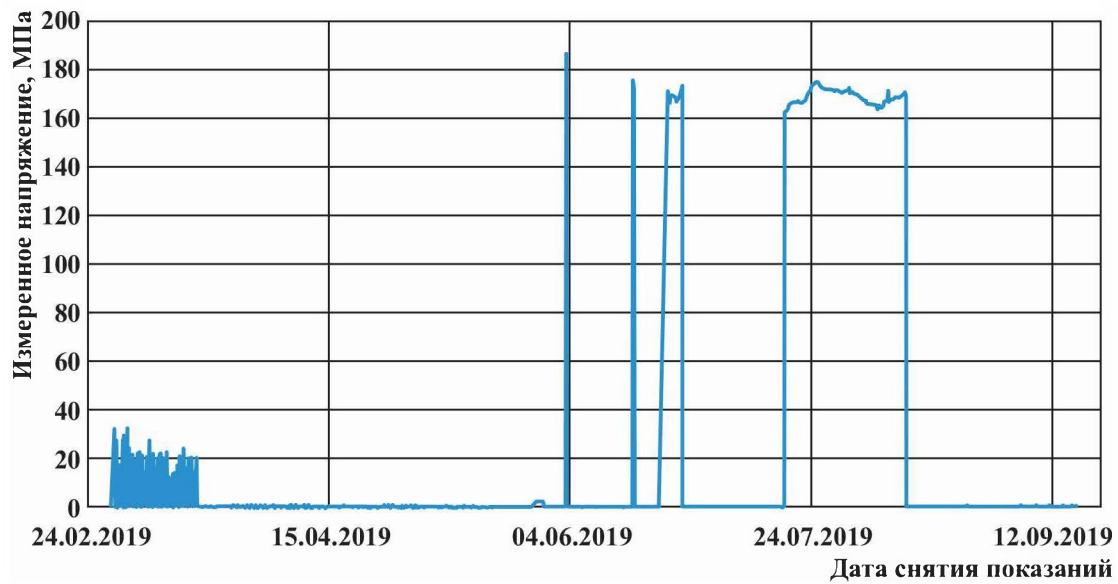


Рисунок 5.10. Графики изменения кольцевых напряжений

лазерной дальнометрии с помощью роботизированного тахеометра, установленного в специально разработанном климатическом шкафу, обеспечивающем измерения во всем диапазоне температур эксплуатации объекта мониторинга.

Результаты измерений за весь анализируемый период показывают, что координаты точек мониторинга не выходили за пределы допустимого диапазона, определенного по результатам моделирования объекта на основании действующих нормативных документов.

Наглядно иллюстрируют возможности данной подсистемы результаты оценки перемещения точки 1.1, расположенной на обвязке ГПА (рисунок 5.11). На рисунке 5.12 приведены графики перемещений u_x , u_y , u_z данной точки, замеренные в течение длительного периода (свыше 6 месяцев). Как видно из представленных графиков, все компоненты перемещений переменны во времени, при этом амплитуда перемещений не превышает 0,03 м.

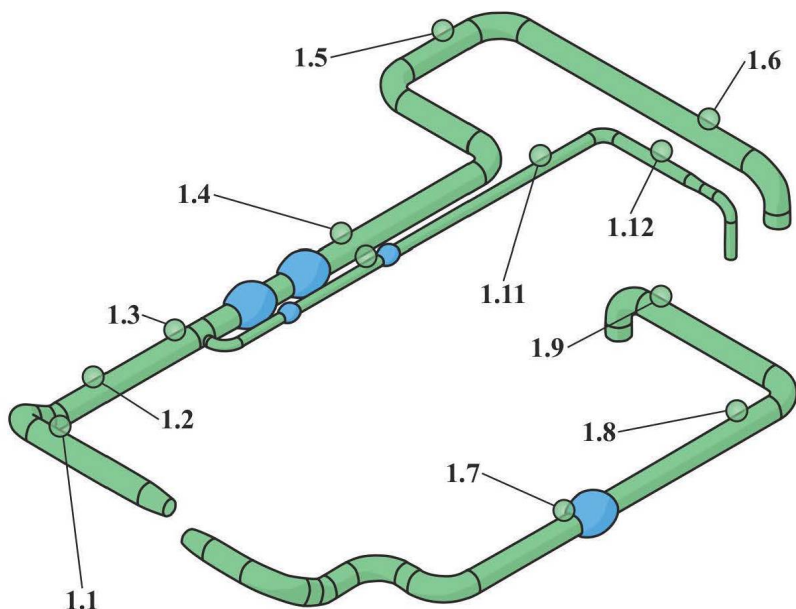


Рисунок 5.11. Схема расположения точек мониторинга

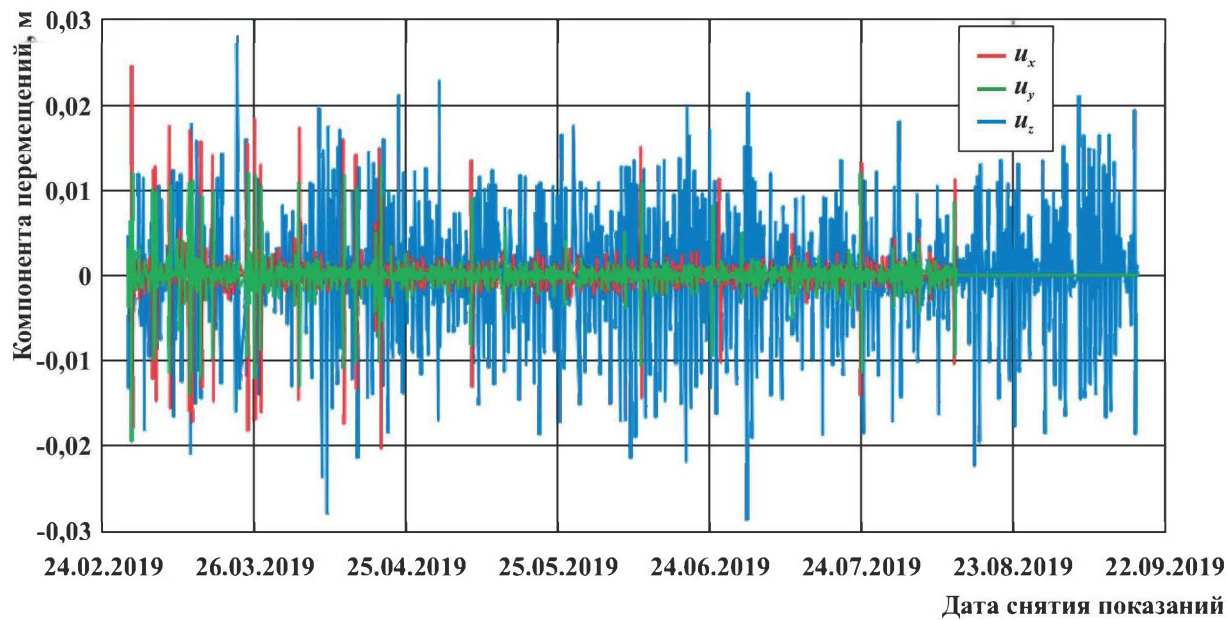


Рисунок 5.12. Пример графиков изменения во времени компонент перемещений u_x, u_y, u_z точки мониторинга 1.1 на длительном интервале наблюдений

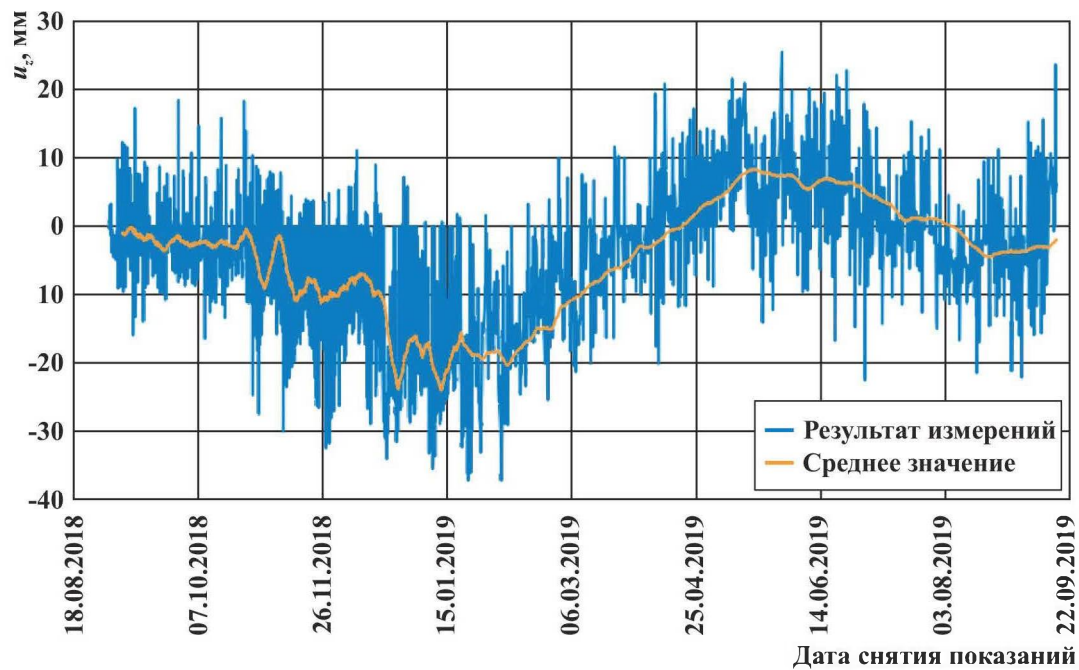


Рисунок 5.13. Вертикальные перемещения точки мониторинга и результат их аппроксимации на длительном интервале наблюдения

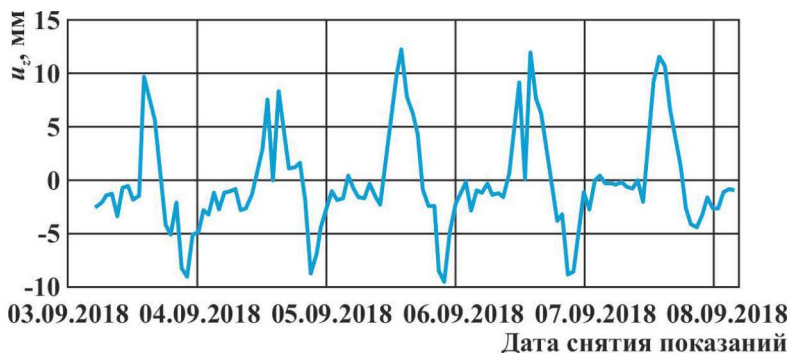


Рисунок 5.14. Вертикальные перемещения точки мониторинга 1.1 за пятидневный интервал в 2018 г.

Отдельного внимания заслуживает зафиксированное изменение вертикальных перемещений точки 1.1 в течение года. Как видно на рисунке 5.13, в весенний период данная точка на обвязке движется вверх, что обусловлено температурным расширением трубопроводов и подвижкой грунта. Осенью 2018 г. положение точки нестабильно, вследствие проводимых на станции земляных работ в непосредственной близости от наблюдаемой обвязки.

Отдельно стоит отметить выявленные суточные колебания показаний. Как видно из рисунков 5.14 и 5.15 система

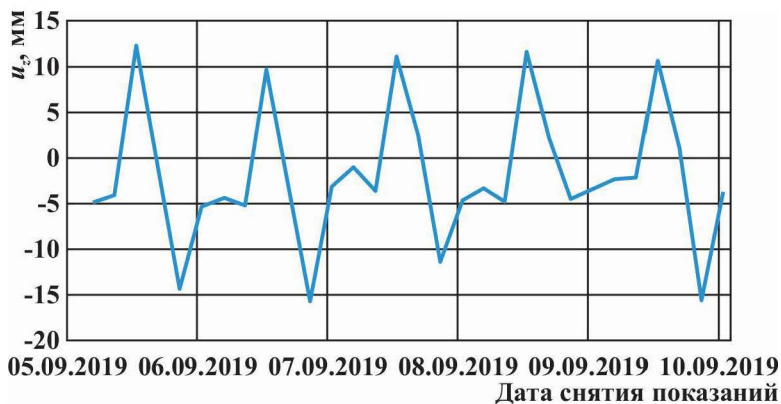


Рисунок 5.15. Вертикальные перемещения точки мониторинга 1.1 за пятидневный интервал в сентябре 2019 г.

стабильно фиксирует некоторые суточные колебания перемещений, причем как в 2018 г., так и год спустя, в 2019 г. Причинами подобных колебаний являются изменения дневной и ночной температур и технологические факторы, которые требуют дополнительного изучения.

ПОДСИСТЕМА КОНТРОЛЯ УГЛОВ НАКЛОНА НЕСУЩИХ КОНСТРУКЦИЙ УКРЫТИЙ ГПА

На рисунке 5.16 представлен график изменения углов, измеренных одним из инклинометров, установленном на колонне укрытия ГПА длиной 13 м. В соответствии с нормативной документацией отклонение от вертикального положения для колонны данной длины не должно превышать $0,052^\circ$. Результаты измерений показали, что выявленные отклонения не превышают допускаемых, колонна укрытия ГПА-2 не испытывает предельных нагрузок.

Представленные результаты анализа опыта эксплуатации показывают, что рассматриваемая система мониторинга позволяет фиксировать диагностические параметры в режиме реального времени, а также выполнять их оценку несколькими способами (детерминистическими моделями, с использованием вероятностных и статистических методов и т.д.).

Преимуществом рассматриваемой системы является реализованный алгоритм обработки данных, который предполагает применение измеренных параметров в качестве граничных условий системы дифференциальных уравнений и дальнейшее ее решение численными методами. Следует отметить, что такой подход используется при создании цифровых двойников объектов. Это позволяет заявлять, что указанная система является одной из первых промышленных реализаций данной технологии на отечественных объектах газовой промышленности.

При эксплуатации систем мониторинга в штатном режиме накапливается значительный объем данных, для обработки которого необходимо применение современных алгоритмов интеллектуального анализа данных (Data mining).

Тем не менее, результаты анализа полученных данных показывают, что применение класса моделей, предпола-

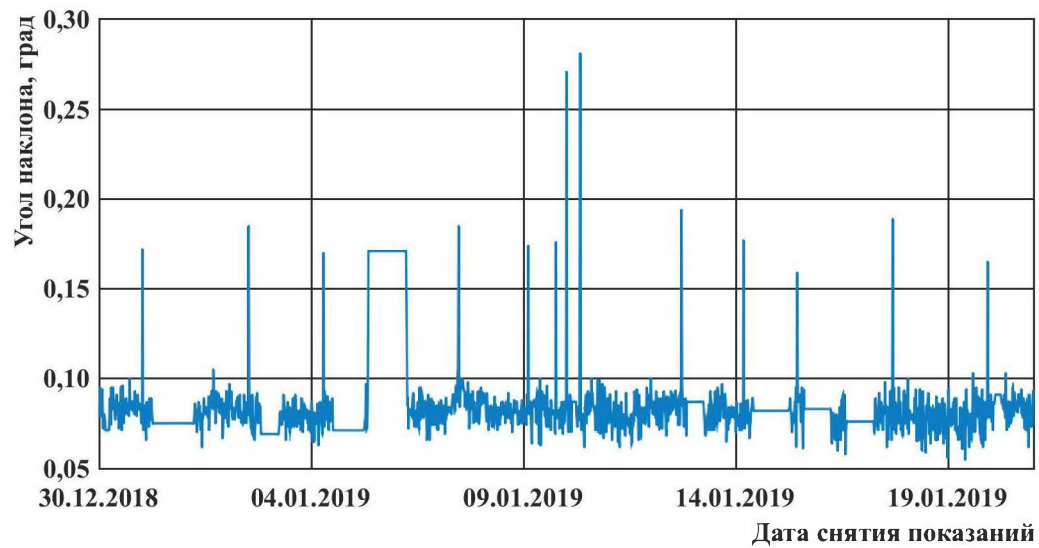


Рисунок 5.16. График значений углов, измеренных одним из инклинометров, установленном на укрытии ГПА-2 за трехнедельный интервал наблюдений

гающих «обучение с учителем», затруднено, так как объекты мониторинга не могут быть намеренно приведены в предаварийное или аварийное состояние, а вероятность непреднамеренного перехода в предельные состояния слишком низка для практического обучения таких моделей.

Данная техническая проблема может быть решена путем моделирования аварийных сценариев с помощью цифрового двойника, что позволит получить расчетные показания диагностических параметров, которые могут быть использованы в качестве обучающих примеров.

Также результаты измерений показали наличие комплекса нестационарных процессов, потенциально влияющих на техническое состояние зданий, сооружений и технических устройств, что требует проведения дальнейших исследований в области оценки фактических характеристик прочности длительно эксплуатируемых конструкций нефтегазовых объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Целевая* комплексная программа по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций РАО Газпром (до 2000 г.) Часть 1. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 15 с.
2. *Лопатин А.С.* Научные основы создания системы диагностического оборудования компрессорных станций: дисс. ... докт. техн. наук. – М.: ГАНГ имени И.М. Губкина, 1998. – 308 с.
3. *Многоуровневая* система подготовки высококвалифицированных кадров в области диагностики и ремонта газотранспортных систем / В.Г. Мартынов, Б.В. Будзуляк, А.М. Короленок, А.С. Лопатин, Н.Х. Халлыев // Энергосберегающие технологии и техническая диагностика: Сб. науч. трудов НОЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2016. – № 1. – С. 14–28.
4. *Житомирский Б.Л., Лопатин А.С.* Методическое и кадровое обеспечение отраслевой системы диагностического обслуживания магистральных газопроводов: опыт сотрудничества // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 2 (110). – С. 75–80.
5. *Зарицкий С.П., Лопатин А.С.* Диагностика газоперекачивающих агрегатов. – М.: Нефть и газ, 2003. – 178 с.
6. *Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов: Учеб. пособие / А.С. Лопатин, А.А. Филатов, Н.Х. Халлыев, А.М. Ангалева, И.И. Велиюлин, А.Д. Решетников // Под ред. А.С. Лопатина.* – М.: Изд. Центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2012. – 185 с.
7. *Методы и средства неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов компрессорных станций / А.М. Ангалева, А.С. Лопатин, С.И. Егоров, Д.М. Ляпичев.* – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 92 с.
8. *Коррозионное растрескивание под напряжением газопроводов / Д.С. Вутусов, С.И. Егоров, А.П. Завьялов, Д.М. Ляпичев.* – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – 80 с.
9. *Оценка параметров надежности магистральных газопроводов, испытывающих воздействие нештатных нагрузок / А.С. Лопатин, С.И. Егоров, А.П. Завьялов, К.Б. Гусейнов.* – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – 95 с.

10. *Теория и практика испытаний на прочность и ввода в действие газопроводов*/В.Г. Дубинский, И.Ф. Егоров, А.С. Лопатин, А.В. Топилин, Б.Л. Житомирский, А.А. Филатов, К.В. Выхребенцев, Д.М. Ляпичев, Д.А. Кудрявцев. – М.: МАКС Пресс, 2015. – 576 с.

11. *Техническая эксплуатация газотурбинных компрессорных станций на магистральных газопроводах*/В.Г. Дубинский, Б.Л. Житомирский, А.С. Лопатин, В.А. Михаленко. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2019. – 331 с.

12. *Ляпичев Д.М., Никулина Д.П.* Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода с применением средств мониторинга: Учебное пособие. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2020. – 40 с.

13. *Соколинский Л.И.* Вибродиагностика технологических трубопроводов и машин газовой, нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности. Общие положения. Первичные преобразователи. Нормирование колебаний. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 124 с.

14. *Камерштейн А.Г.* Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности. – М.: Стройиздат, 1966. – 242 с.

15. *Работнов Ю.Н.* Механика деформируемого твердого тела. – М.: Наука, 1988. – 712 с.

16. *СП 36.13330.2012.* Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. Введ. 2013-07-01. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 93 с.

17. *СТО Газпром 2-2.1-249-2008.* Магистральные газопроводы. Введ. 2008-08-26. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 150 с.

18. *Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность: Справочник*/В.П. Когаев, Н.А. Махутов, А.П. Гусенков. – М.: Машиностроение, 1985. – 224 с.

19. *Беляев Н.М.* Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1965. – 859 с.

20. *Петров И.П., Спиридонов В.В.* Надземная прокладка трубопроводов. – М.: Недра, 1965. – 447 с.

21. *Энергосберегающие технологии транспорта газа в примерах и задачах: Учебное пособие*/А.Ф. Калинин, Р.Д. Мингалеева, Д.П. Никулина, Т.В. Попова. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – 156 с.

22. *Шаммазов И.А.* Стабилизация режимов транспорта газа и напряженно-деформированного состояния газопроводов в сложных гидрогеологических условиях: автореф. дисс... канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2006. – 22 с.

23. *Махутов Н.А., Пермяков В.Н.* Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. – Новосибирск: Наука, 2005. – 516 с.

24. *Анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации системы мониторинга технического состояния зданий, сооружений, техноло-*

гического оборудования и трубопроводов компрессорной станции// Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин, С.В. Романов, М.Г. Полетаев, А.С. Журавлев// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 2. – С. 54–58.

25. *Ляпичев Д.М.* Оценка влияния напряженного состояния подземных газопроводов на их стойкость к коррозионному растрескиванию: дисс.... канд. техн. наук. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2015. – 146 с.

26. *Барашков В.Н.* Решение осесимметричной плоской задачи теории упругости и пластичности для тел вращения с учетом упругих и упругопластических деформаций: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2015. – 84 с.

27. *Камерштейн А.Г.* Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности. – М.: Стройиздат, 1966. – 242 с.

28. *Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г.* Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 341 с.

29. *Лободенко И.Ю., Федоренко А.А.* Методы инженерной защиты объектов магистральных трубопроводов от опасных природных процессов и явлений// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 6. – С. 72–78.

30. *Шилин А.Н.* Напряженное состояние газопроводов на участках с неустойчивыми грунтами: дисс.... канд. техн. наук. – Москва: ВНИИ-ГАЗ, 2000. – 164 с.

31. *СНиП 22-01-95.* Геофизика опасных природных воздействий. – М.: Минстрой России, 1996. – 57 с.

32. *Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов:* РД 51-4.2-003-97. – М.: ВНИИГАЗ, 1997. – 126 с.

33. *Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений/* Ю. Ито, Ю. Мураками, Н. Хасебэ и др./Под ред. Ю. Мураками. – М.: Мир, 1990. – 448 с.

34. *Диагностическое обслуживание магистральных газопроводов/* А.М. Ангалев, Б.Н. Антипов, С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 112 с.

35. *Техническая диагностика объектов транспорта нефти и нефтепродуктов/* В.Ю. Лисин, А.М. Шаммазов, Б.Н. Мастобаев и др. – СПб.: Недра, 2011. – 488 с.

36. *ГОСТ 20911-89.* Техническая диагностика. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2009. – 9 с.

37. *Завьялов А.П.* Анализ современных тенденций развития систем ремонтно-технического и диагностического обслуживания нефтегазовых производств// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 67–72.

38. *Применение риск-ориентированного подхода к оценке необходимости и целесообразности установки систем мониторинга технического*

состояния газопроводов/В.И. Бородин, Р.Е. Шепелев, Д.М. Ляпичев, А.С. Лопатин, Д.П. Никулина// Газовая промышленность. – 2018. – № 1. – С. 60–63.

39. *ГОСТ Р 51901-2002*. Управление надежностью. Анализ риска технологических систем. – М.: Госстандарт России, 2002. – 28 с.

40. *Овчаров С.В.* Применение анализа риска в управлении техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://riskprom.ru/_ld/2/270___pdf

41. *Сутырина Е.Н.* Дистанционное зондирование земли: Учеб. пособие. – Иркутск: Изд-во ИГУ, 2013. – 165 с.

42. *Аковецкий В.Г.* Аэрокосмический мониторинг месторождений нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2008. – 454 с.

43. *Р Газпром 2-2.3-552-2011*. Методические рекомендации по мониторингу опасных оползневых участков МГ с применением технологии радиолокационной космической интерферометрии. Введ. 2011-12-05. – М.: ИРЦ Газпром, 2012. – Вып. V. – 33 с.

44. *Космический радиолокационный мониторинг смещений земной поверхности на месторождениях нефти и газа/Ю.И. Кантемиров, Ю.Б. Баранов, М.С. Горайнов, Е.В. Киселевский.* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/45626803-Kosmicheskij-radiolokacionnyy-monitoring-smeshcheniy-zemnoy-poverhnosti-na-mestorozhdeniyah-nefti-i-gaza.html>

45. *Лазутин В.А.* Технологии мониторинга объектов и территорий газовой инфраструктуры с использованием малоразмерных беспилотных летательных аппаратов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom-spacesystems.ru/upload/iblock/2c7/2c7ff4adb343b442e0efe57522f49085.pdf>

46. *СТО Газпром 2-2.3-344-2016*. Положение о воздушном патрулировании трасс магистральных трубопроводов ПАО «Газпром». Введ. 2016-08-01. – СПб: Газпром экспо, 2017. – 83 с.

47. *Шеховцов Г.А., Шеховцова Р.П.* Современные геодезические методы определения деформаций инженерных сооружений: Монография. – Н. Новгород: Гос. архит. строит. ун-т, 2014. – 256 с.

48. *Лазерное сканирование объектов трубопроводного транспорта. Часть 1: Учебное пособие/Г.Г. Васильев, И.А. Леонович, А.П. Сальников.* – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 76 с.

49. *СТО Газпром 2-3.1-072-2006*. Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне. – Введ. 2006-06-15. – М: Газпром экспо, 2006. – 61 с.

50. *Максимов В.М.* Справочное руководство гидрогеолога. Том 2. – Ленинград: Недра, 1979. – 295 с.

51. *Патент* на изобретение 2247958 С2. Способ дистанционного контроля и диагностики состояния конструкции и инженерных сооружений и устройство для его осуществления/О.Т. Прохожаев, Н.Г. Петров, И.Ф. Егоров и др.; заявитель – ДАО «Орэнергогаз»; патентообладатель – ДАО «Оргэнергогаз». – № 2003108428/28; заявл. 28.03.2003; опубл. 10.03.2005, Бюл. № 7. – 7 с.

52. *Целевая комплексная программа по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций РАО Газпром (до 2000 г.)*. Часть 2. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 37 с.

53. *Целевая комплексная программа по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций РАО Газпром (до 2000 г.)*. Перечень работ, часть 3. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 92 с.

54. *Васенин А.Б., Степанов С.Е., Крюков О.В.* Система интеллектуального мониторинга состояния магистрального газопровода// Автоматизация и ИТ в нефтегазовой отрасли. – 2019. – № 2. – С. 40–53.

55. *Задериголова М.М.* Радиоволновой метод в инженерной геологии и геоэкологии. – М.: Изд. МГУ. – 1998. – 320 с.

56. *Задериголова М.М.* Обеспечение геодинамической безопасности газотранспортных систем радиоволновыми методами. – М.: Научный мир, 2009. – 398 с.

57. *Задериголова М.М., Лопатин А.С.* Применение радиоволнового метода контроля для обеспечения безопасности газотранспортных систем. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 72 с.

58. *Бердичевский М.Н.* Электрическая разведка методом магнитотеллурического профилирования. – М.: Недра, 1968. – 133 с.

59. *Беляев Л.М., Мартышев Ю.Н., Набатов В.В.* Исследования свечения при разрушении минералов// Физика щелочно-галлоидных кристаллов. – Рига: Изд-во Латв. ун-та, 1962. – С. 179–182.

60. *Финкель В.М.* Физические основы торможения разрушения. – М.: Металлургия, 1977. – 359 с.

61. *Воробьев А.А.* Электромагнитное излучение в процессе образования трещин в диэлектрических телах// Дефектоскопия. – 1977. – № 5. – С. 128–129.

62. *Nitsan U.* Electromagnetic emission accompanying fracture of quartz-bearing rocks// Geophys.Res.Lett. – 1977. – No. 4(8). – P. 333–337.

63. *Ma Zhen-Yi, Dickinson J.T.* Fracto-emission from embedded interfaces// Journal of Applied Physics. – 1991. – Vol. 70. Issue 9. – P. 4797–4807.

64. *Хатиашвили Н.Г.* Возможные механизмы электромагнитного излучения при разрушении кристаллов и горных пород// Геофизический журнал. – 1988. – Т. 10. – № 5. – С. 45–53.

65. *Мальшиков Ю.П., Мальшиков С.Ю.* Периодические вариации геофизических полей и сейсмичности, их возможная связь с движением ядра Земли // *Геология и геофизика*. – 2009. – № 2. – С. 152–172.

66. *Задедриголова М.М., Лопатин А.С.* Критерии оценки прогнозирования внезапной опасности катастрофических активизаций грунтов околотрубного пространства // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2018. – № 6. – С. 73–80.

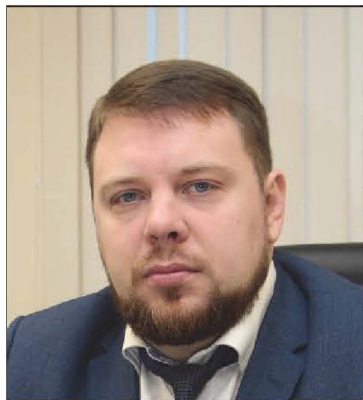
67. *Задедриголова М.М., Лопатин А.С., Сусликов С.П.* Мониторинг геодинамической безопасности эксплуатации газопровода «Чусовой – Березники – Соликамск» // *Энергосберегающие технологии и техническая диагностика: Сб. науч. трудов НОЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2016. – № 1. – С. 62–71.

68. *Гусейнов К.Б., Задедриголова М.М., Лопатин А.С.* Геодинамический мониторинг магистральных газопроводов с использованием беспилотных летательных аппаратов // *Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина*. – 2016. – № 1 (282). – С. 80–88.

69. *Патент на полезную модель 169215 РФ. Устройство воздушно-го базирования для геомониторинга активизации опасных геодинамических процессов верхней части геологического разреза* / В.Г. Мартынов, К.Б. Гусейнов, А.С. Лопатин, М.М. Задедриголова; заявитель – патентно-правовая фирма «ЮС»; правообладатели: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, В.Г. Мартынов, К.Б. Гусейнов, А.С. Лопатин, М.М. Задедриголова. – № 2016139408; заявл. 07.10.2016; опубл. 10.03.2017, Бюл. № 7. – 8 с.



ОБ АВТОРАХ



Ляпичев Дмитрий Михайлович – кандидат технических наук, лауреат премии ПАО «Газпром» в области науки и техники.

В 2011 г. закончил Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина с присуждением квалификационной степени магистра техники и технологии по направлению «Технологические машины и оборудование».

В 2015 г. защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата наук по теме «Оценка влияния напряженно-деформированного состояния подземных газопроводов на их стойкость к коррозионному растрескиванию».

С 2011 по 2020 гг. работал в АО «Газпром энергосбыт-газ», пройдя путь от ведущего инженера ИТЦ «Оргтехдиагностика» до заместителя генерального директора по эксплуатации объектов Единой системы газоснабжения.

С 2020 г. возглавляет Корпоративный научно-технический центр Газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Д.М. Ляпичев осуществляет руководство и непосредственно участвует в разработке и внедрении инновационных технологий в области обеспечения надежной и эффективной эксплуатации объектов газовой промышленности.

Автор более 40 научных и учебно-методических работ в области диагностического обслуживания технологического оборудования и трубопроводов ПАО «Газпром».



Лопатин Алексей Сергеевич – доктор технических наук, профессор, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, премии Правительства РФ в области образования, премии ПАО «Газпром» в области науки и техники, трижды лауреат премии имени И.М. Губкина.

В 1979 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина по специальности «Прикладная математика», в 1998 г. защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук по теме «Научные основы создания системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций».

С момента выпуска из университета трудовая деятельность А.С. Лопатина связана с университетом имени И.М. Губкина – стажер-исследователь, зам. секретаря, второй секретарь комитета ВЛКСМ, младший научный сотрудник, ассистент, старший преподаватель, доцент,

профессор, проректор по инновационным технологиям. С 2007 г. является заведующим кафедрой термодинамики и тепловых двигателей.

А.С. Лопатин осуществляет научное руководство и непосредственно участвует в разработке энергосберегающих технологий транспорта газа, методов и средств технической диагностики, многие из которых внедрены и используются в ПАО «Газпром».

А.С. Лопатин имеет звания – «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный нефтегазостроитель», «Почетный работник высшего профессионального образования».

Автор более 400 научных, учебно-методических работ и патентов по вопросам термодинамики природных газов, диагностики нефтегазотранспортных систем, энергосберегающих технологий транспорта газа, энергоэффективности и альтернативной энергетики.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. ГАЗОПРОВОД КАК ОБЪЕКТ МОНИТОРИНГА.....	7
1.1. Подходы к оценке несущей способности газопроводов	7
1.2. Влияние нормативных нагрузок и воздействий на несущую способность газопроводов	25
1.3. Влияние особых нагрузок и воздействий на несущую способность газопроводов	38
Глава 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОПРОВОДОВ	51
2.1. Мониторинг газопроводов и его область применения	51
2.2. Риск-ориентированный подход к мониторингу газопроводов	57
2.3. Обоснование расположения и числа средств измерения систем мониторинга.....	62
Глава 3. МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОПРОВОДОВ.....	80
3.1. Аэрокосмический мониторинг	80
3.2. Мониторинг пространственного положения газопроводов	94
3.3. Мониторинг подводных переходов газопроводов	101
3.4. Геотехнический мониторинг	106
3.5. Мониторинг напряженно-деформированного состояния газопроводов.....	112
Глава 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ГАЗОПРОВОДОВ	120
4.1. Системы мониторинга технологического оборудования и трубопроводов	120
4.2. Системы мониторинга линейной части газопроводов	125
4.3. Система мониторинга пересечений газопроводов	140
4.4. Комплексные системы мониторинга технологического оборудования и трубопроводов.....	147
4.5. Система мониторинга системы «газопровод – грунт» на базе радиоволновых измерений.....	162
	211

Глава 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОНИТОРИНГА	184
5.1. Анализ данных систем мониторинга технологического оборудования	184
5.2. Анализ данных комплексной системы мониторинга.....	190
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	202
ОБ АВТОРАХ	208

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Ляпичев Дмитрий Михайлович
Лопатин Алексей Сергеевич

МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Редактор *Т.К. Рубинская*
Художник-график *М.С. Голубева*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Т.В. Быстракова*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

Подписано в печать 10.08.2021. Формат 60×90¹/₁₆. Гарнитура «Петербург». Печать офсетная. Печ. л. 13,5. Уч.-изд. л. 13,6. Тираж 500 экз. Заказ 02426-21.

ISBN 978-5-91961-389-3



Отпечатано в ОАО «Подольская фабрика офсетной печати».
142100, г. Подольск, Революционный проспект, 80/42.
Тел. 8 (4967) 69-97-22, 8 (4967) 69-97-29. E-mail: zakaz@pfop.ru