

УДК 622.692.4

## АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА СЕЙСМООПАСНЫХ УЧАСТКАХ

А.А. Александров<sup>1</sup>, В.И. Ларионов<sup>1</sup>, Р.А. Гумеров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Российская Федерация  
e-mail: rector@bmstu.ru; lar@esrc.ru

<sup>2</sup>ООО «ЦИЭКС», Москва, Российская Федерация  
e-mail: gumerov@esrc.ru

*Представлена технология мониторинга напряженно-деформированного состояния линейной части нефтепроводов на участках с повышенной сейсмической активностью. Система мониторинга включает в себя: сеть локальных сейсмостанций, осуществляющих сбор данных и запись сигналов; программный модуль для получения информации от службы срочных донесений Российской академии наук; программный модуль по обработке сейсмического сигнала и программный модуль по оценке напряженно-деформированного состояния участка трубы, подвергшегося воздействию сейсмической волны. Указаны условия использования информации, полученной от двух независимых источников, описана методика оценки прочности материала трубы. Сформулированы меры, необходимые для контроля за состоянием линейной части трубопровода, предложен алгоритм эффективного функционирования системы мониторинга магистральных нефтепроводов, проложенных в сейсмоопасных зонах.*

**Ключевые слова:** магистральный трубопровод, сейсмическая нагрузка, локальная сеть сейсмостанций, служба срочных донесений, напряженно-деформированное состояние, геоинформационная система.

## AUTOMATED SYSTEM OF MONITORING OF OIL PIPELINES IN SEISMIC-HAZARDOUS REGIONS

A.A. Aleksandrov<sup>1</sup>, V.I. Larionov<sup>1</sup>, R.A. Gumerov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation  
e-mail: rector@bmstu.ru; lar@esrc.ru

<sup>2</sup>Emergency Situations Research Center, Moscow, Russian Federation  
e-mail: gumerov@esrc.ru

*The paper presents the monitoring technology of the stress-strain state of the linear part of the pipelines in high seismic areas. The monitoring system includes: a network of local seismic stations that collects data and records signals; software module for obtaining information from the urgent report service of the Russian Academy of Sciences; software module for processing the seismic signal, and software module that assesses the stress-strain state of the pipe exposed to seismic wave. Also, in the paper we propose the conditions for usage of the information which was obtained from two independent sources and a method is described of estimating the strength of the pipe material. The measures required to monitor the state of the pipeline and an algorithm of efficient functioning of monitoring system of main oil pipelines laid in earthquake zones are formulated.*

**Ключевые слова:** main pipeline, seismic load, local network of seismic stations, urgent report service, stress-and-strain state, geographic information system.

На современном этапе одной из приоритетных экономических задач России является повышение доходности нефтегазовой отрасли топливно-энергетического комплекса, что достигается как вводом новых месторождений, повышением эффективности эксплуатации, так и обеспечением безопасности и надежности отрасли. Большая протяженность магистральных нефтепроводов (МН), а также их высокая уязвимость перед интенсивными природными воздействиями требуют, в частности, особых подходов к проектированию, строительству и эксплуатации МН в сейсмоопасных зонах. Современные системы мониторинга предоставляют информацию о сейсмической опасности только в тех областях трассы нефтепровода, где установлены локальные сейсмостанции. Поскольку радиус действия станций ограничен, риск повреждения трубы по всей области прокладки остается высоким. Непрерывный мониторинг напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода на сейсмоопасных участках, позволяющий обеспечить безаварийную работу трубопровода и существенно сократить ущерб в случае возникновения чрезвычайной ситуации, может быть осуществлен с помощью сейсмической информации, поступающей как от локальной сети, так и от надежных интернет-источников. При этом учитываются и эксплуатационные нагрузки, и нагрузки от сейсмических воздействий. В качестве данных от сейсмостанций выступают акселерограммы грунта определенной амплитуды и длительности, а внешним источником сейсмической информации — служба срочных донесений (ССД) Геофизической службы Российской академии наук (ГС РАН) [1].

**Получение, идентификация и обработка сейсмического сигнала.** Для своевременного реагирования на сейсмическое воздействие вдоль трассы трубопровода предусматривается установка локальной сети (ЛС) сейсмостанций (рис. 1). Каждая сейсмостанция располагает техническим устройством идентификации сигнала, включающим в себя: пьезоэлектрический сейсмоприемник с тремя измерительными осями, осуществляющий преобразование ускорения колебаний грунта в пропорциональный электрический сигнал; сейсморегистратор, состоящий из преобразователя напряжения для аналого-цифрового преобразования входных сигналов и модуля на базе промышленного компьютера, осуществляющего управление преобразователем.

Устройство непрерывно выполняет измерения ускорения грунта, формирует акселерограммы с определенной частотой дискретизации и длительностью и записывает их на сервер для временного хранения. Запись содержит в себе сигналы по трем каналам. При превышении порогового значения ускорения записанный сигнал проверяется на соответствие сейсмическому и в случае успешной идентификации



Рис. 1. Схема локальной сети сейсмостанций, установленных на трассе МН

сохраняется в банке данных (БД). Затем такая запись передается для дальнейшей обработки. Пороговое значение ускорения грунта принято равным  $5 \text{ см/с}^2$ , что соответствует интенсивности землетрясения, равной 3 баллам [2].

Оптимальный радиус действия одной сейсмостанции составляет 10 км, что предполагает установку точек ЛС через каждые 20 км. Однако размеры сейсмоопасных областей нередко превышают значения в сотни и даже тысячи километров, поэтому станции устанавливаются только на самых опасных участках. Для безопасной работы нефтепровода вдоль всей области повышенной уязвимости необходимо наличие дополнительного источника информации, в качестве которого может выступать ССД ГС РАН [1]. Данная служба осуществляет непрерывный сейсмический мониторинг РФ. В случае сейсмических событий ССД определяет в оперативном режиме дату и время в очаге землетрясения, магнитуду, глубину очага и координаты эпицентра. Полученные данные публикуются на сайте службы (<http://www.ceme.gsras.ru>).

С использованием оперативных данных о параметрах сейсмического воздействия можно определить расстояние от очага землетрясения до ближайшего к нему участка трубопровода, а затем и значение сейсмической интенсивности  $I$  на этом участке трубопровода по формуле [3]

$$I = bM - v \lg \sqrt{\Delta^2 + H^2} + c, \quad (1)$$

где  $M$  — магнитуда землетрясения;  $\Delta$  — эпицентрального расстояние;  $H$  — глубина очага землетрясения;  $b, v, c$  — региональные константы [4].

Таким образом, непрерывное обращение к данной службе позволит обеспечить защиту трассы МН в областях, лежащих вне предела ЛС. В случае, когда эпицентр возможного землетрясения будет лежать вне радиуса действия сейсмостанций, оценка прочности наиболее уязвимо участка трубы будет выполнена путем создания синтезированной акселерограммы, нормированной на сейсмическую интенсивность в рассматриваемой расчетной точке трубопровода. Исходная акселерограмма может быть получена непосредственно от ЛС либо из БД с учетом сейсмичности и формы сигнала, характерного для данного региона. Критерии выбора исходных данных приведены в таблице.

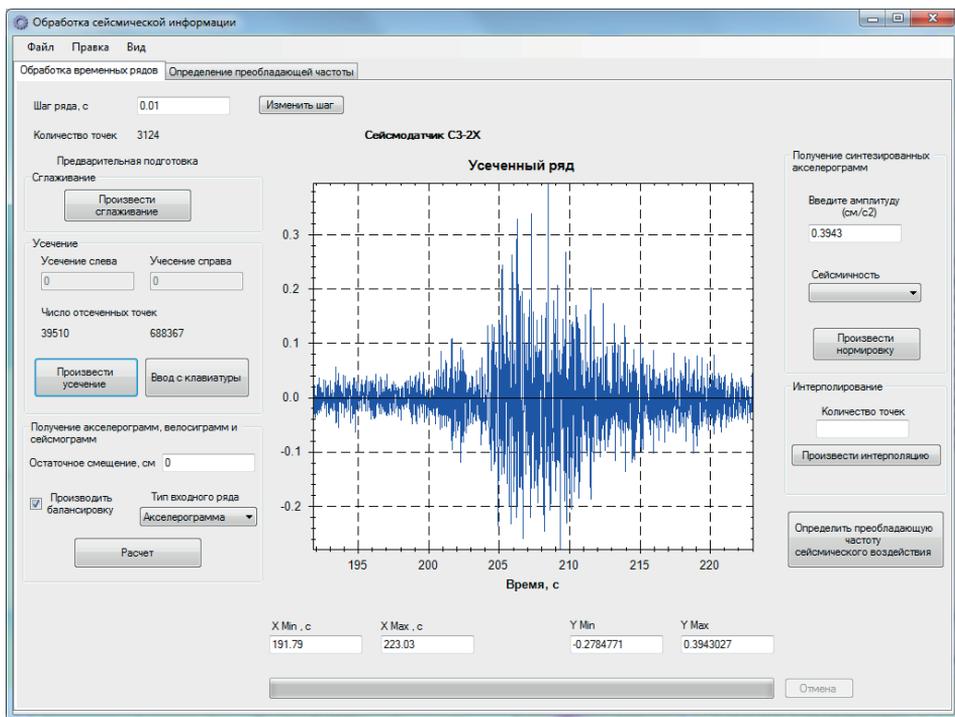
**Выбор исходных данных о землетрясении**

Источник	Местоположение участка МН	Исходные данные
Локальный	Участок находится в пределах сети сейсмостанций МН	— акселерограммы, записанные сейсмостанцией этого участка сети
Внешний	1. Участок находится в пределах сети сейсмостанций МН, но установленные сейсмостанции по какой-либо причине не зафиксировали сейсмическое событие. 2. Участок находится вне сети сейсмостанций МН	— параметры землетрясений, определяемые по данным ССД ГС РАН; — синтезированные акселерограммы на основе данных, полученных с ближайшей сейсмостанции либо взятых из БД

Далее полученный сигнал автоматически поступает в ПРМ для обработки сейсмической информации (ОСИ) (рис. 2), в котором после удаления шумов и коррекции нулевой оси выделяется наиболее информативная часть. Участки выделяются для всех трех компонент акселерограммы с помощью метода, основанного на анализе отношения амплитуд в коротком и длинном временных окнах, которыми моделируется отношение сигнал/шум [5].

В выбранном участке записи содержится информация, используемая при расчете сейсмических продольных (осевых) и поперечных (изгибающих) нагрузок на МН, а именно: значения доминантных частот (преобладающий период сейсмических колебаний) и длин волн. Для определения этих величин акселерограммы подвергаются спектральному анализу методом быстрого преобразования Фурье (БПФ) посредством стандартной процедуры.

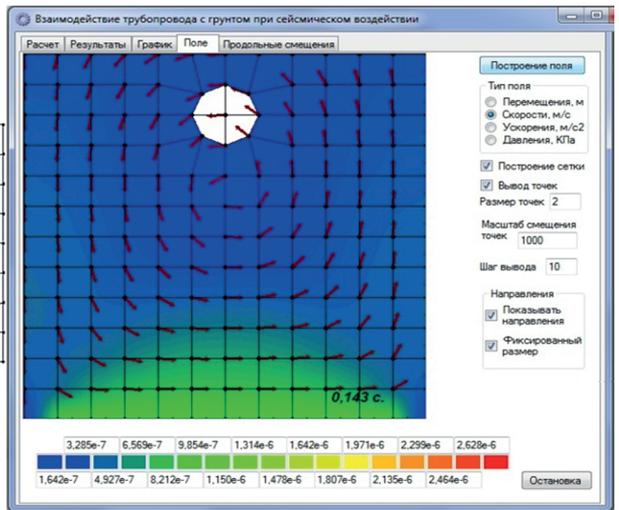
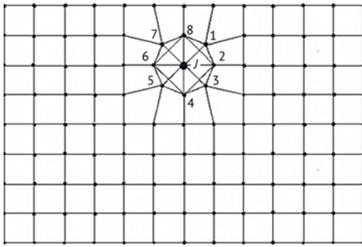
После получения всех необходимых данных о сейсмической волне и удаления неинформативных участков трехкомпонентной акселерограммы выполняется динамический расчет НДС трубы с помощью специального программного модуля.



**Рис. 2. Интерфейс программы, позволяющей обрабатывать акселерограммы**

**Оценка НДС МН.** Программно-расчетный модуль по динамической оценке прочности трубопровода (ДОП) моделирует взаимодействие линейной части трубы с грунтом при продольной и поперечной ориентациях относительно направления распространения волны путем численного решения систем дифференциальных уравнений волновой динамики сплошной среды на основе метода конечных (дискретных) элементов. При моделировании система уравнений аппроксимируется квадратно-диагональной стержневой структурой на прямоугольной области решения в плоскости  $xOy$  инерциальной системы координат, ось  $z$  направлена вдоль оси трубопровода (рис. 3). Инерция (масса) системы сосредоточена в узлах сетки на пересечении стержней, а НДС — в стержнях, инерцией вращения которых пренебрегают. Конечная расчетная схема представляет собой кольцевую конструкцию трубы, сопряженную с грунтовым массивом. Криволинейная кольцевая форма аппроксимирована многоугольником. Параметры зон, соответствующих грунтовой среде, могут меняться вдоль осей координат, что позволяет учитывать расположение слоев грунта и в дальнейшем анализировать поведение трубопровода под нагрузками в достаточно сложных геологических условиях. Силы, действующие на узлы контура трубы, представляют собой дифракционное взаимодействие сейсмических волн в грунте с трубой.

Последовательность расчета МН на сейсмическое воздействие включает в себя: определение параметров движения узлов; уточнение



**Рис. 3.** Расчетная схема области решения и ее визуализация в интерфейсе программы, моделирующей взаимодействие трубопровода с грунтом при сейсмическом воздействии

деформации и сил в стержнях от движения узлов, затем передача значений усилий на узлы; определение смещений узлов посредством решения системы уравнений движения этих узлов.

Для граничных условий задается сейсмическая информация в виде  $x$ - и  $y$ -компонент обработанной акселерограммы, полученной из БД. При действии волны на трубопровод узловые нагрузки определяются через погонные нагрузки, приложенные по нормали и вдоль оси трубы. В общем случае компоненты сейсмической нагрузки в прямоугольной системе координат будут действовать под некоторыми углами к оси. Суммарные погонные поперечные и продольные нагрузки на трубопровод по компонентам сил по осям вырабатываются автоматически при интегрировании уравнений движения узловых масс среды при взаимодействии волн с трубой. Обоснование расчетной модели и ее подробное описание содержится в работах [6, 7].

Таким образом, при моделировании определяется поперечное напряжение  $\sigma_{\text{кц(сейсм)}}$ , возникающее в трубе при прохождении сейсмической волны<sup>1</sup>. Одновременно с этим вычисляется продольное напряжение  $\sigma_{\text{пр(сейсм)}}$ , состоящее из осевого напряжения  $\sigma_{\text{ос}}$  и напряжения по изгибающему моменту  $\sigma_{\text{м}}$ :

$$\sigma_{\text{пр(сейсм)}} = \sigma_{\text{ос}} + \sigma_{\text{м}};$$

$$\sigma_{\text{ос}} = \frac{\min(F_k(t), F_t)}{A}; \quad \sigma_{\text{ос}} = \frac{M_k(t)}{W}, \quad (2)$$

<sup>1</sup>Оценка сейсмостойкости заглубленных в грунт нефтепроводов подразумевает расчет только продольной сейсмической нагрузки с указанием ускорения по значению интенсивности землетрясения, выраженной в баллах [8].

где  $F_k(t)$  — продольная сила;  $F_t$  — сила, передаваемая конструкции за счет силы трения грунта;  $A$  — площадь поперечного сечения трубы;  $k$  — тип сейсмической волны ( $k = 1$  — продольная волна;  $k = 2$  — поперечная волна);  $M_k(t)$  — изгибающий момент;  $W$  — момент сопротивления трубы.

Продольная сила и изгибающий момент определяются по формулам:

$$F_k(t) = \frac{EA v(t)}{\alpha_k V_k} \leq F_t; \quad M_k(t) = \frac{EJa(t)}{(\beta_k V_k)^2},$$

где  $E$  — модуль упругости материала трубы;  $J$  — момент инерции поперечного сечения трубы;  $V_k$  — скорость распространения волны  $k$ -го типа [8];  $a(t)$  — сейсмическое ускорение, взятое из  $z$ -компоненты обработанной акселерограммы;  $v(t) = v_0 a(t)/g$  — скорость частиц грунта;  $v_0$  — начальная скорость, принимаемая равной 0,91 и 1,2 м/с соответственно для грунтов I и II категорий по сейсмическим свойствам;  $g$  — ускорение свободного падения;  $\alpha_k, \beta_k$  — волновые коэффициенты [9].

Сила трения трубопровода о грунт определяется по формуле

$$F_t = \frac{1}{4} f_t \lambda_k,$$

где  $f_t$  — максимум погонной силы трения между конструкцией и грунтом, определяемый с учетом силы от волнового воздействия и сцепления грунта с трубой [1]:

$$f_t = \pi D (K_r \rho_r v_{\max} V_k + C_r),$$

$D$  — внешний диаметр трубы;  $K_r = \operatorname{tg} \varphi_r$  — коэффициент трения;  $\varphi_r$  — угол внутреннего трения грунта/засыпки;  $\rho_r = \gamma_r/g$  — плотность грунта;  $v_{\max} = v_0 K_g$  — максимальная скорость частиц грунта;  $K_g$  — коэффициент сейсмичности, равный отношению максимального значения ускорения грунта в акселерограмме к  $g$ ;  $\gamma_r$  — удельный вес грунта;  $C_r$  — сцепление грунта/засыпки;  $\lambda_k = TV_k$  — длина волны  $k$ -го типа [10];  $T$  — преобладающий период сейсмического воздействия для волны  $k$ -го типа.

Помимо динамических напряжений, возникающих при сейсмических воздействиях, в трубе присутствуют напряжения от эксплуатационных нагрузок. Эти напряжения также должны быть учтены для получения полной оценки НДС. Расчет эксплуатационных напряжений (РЭН) проводится в отдельном ПРМ и включает в себя учет следующих составляющих [8]: продольные  $\sigma_{\text{пр}(p)}$  и поперечные  $\sigma_{\text{ку}(p)}$  напряжения, зависящие от внутреннего рабочего давления; напряжения, зависящие от температуры трубопровода,  $\sigma_t$ ; напряжения, вызывающие упругий изгиб в вертикальном и горизонтальном направлениях, определяемые внешними силами (реакцией грунта, воды):

$$\sigma_{\text{изг}} = \pm \frac{EJ}{W\rho}, \quad (3)$$

где  $\rho$  — радиус изгиба рассматриваемого участка трубопровода.

Если участок трубопровода имеет изгиб одновременно в горизонтальном и вертикальном направлениях, то кривизна и напряжения вычисляются по формуле [11]:

$$\sigma_{\text{изг}} = \sqrt{\sigma_{\text{изг}(x)}^2 + \sigma_{\text{изг}(y)}^2}, \quad (4)$$

где  $\sigma_{\text{изг}(x)}$ ,  $\sigma_{\text{изг}(y)}$  — изгибные напряжения в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Значения радиусов вертикального и горизонтального изгибов могут быть определены посредством решения системы дифференциальных уравнений [12]:

$$\begin{aligned} EJ_y \frac{d^4 u}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 u}{dz^2} &= q_x(z); \\ EJ_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} &= q_y(z); \\ \frac{d^2 w}{dz^2} &= -\frac{q_z(z)}{\pi DE\delta}. \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь приняты следующие обозначения:  $u$  — поперечное смещение оси трубы по горизонтали;  $v$  и  $w$  — продольное и вертикальное смещения трубы;  $q_x(z)$  — поперечная горизонтальная нагрузка на трубу;  $q_y(z)$  — вертикальная нагрузка на трубу;  $q_z(z)$  — продольная нагрузка на трубу;  $N(z)$  — продольная (осевая) сила;  $J_x(z)$ ,  $J_y(z)$  — моменты инерции поперечного сечения трубы относительно осей  $x$  и  $y$  соответственно.

Первое уравнение системы (5) — это уравнение продольно-поперечного изгиба упругой балки в плоскости  $(x, z)$ , второе — уравнение продольно-поперечного изгиба упругой балки в плоскости  $(y, z)$ , а третье — уравнение, описывающее состояние трубопровода при продольном сдвиге по оси  $z$ .

Нагрузки  $q_x(z)$ ,  $q_y(z)$ ,  $q_z(z)$  определяются с учетом сил взаимодействия МТ с грунтом, причем для  $q_y(z)$  учитывается вес участка трубы, включающий массу металла, транспортируемого продукта и изоляционного слоя.

Также за счет деформации трубопровода в трубе возникают напряжения от продольного перемещения участка МТ:

$$\sigma_\varepsilon = E\Delta\varepsilon_z, \quad (6)$$

где  $\Delta\varepsilon_z$  — осевая деформация, определяемая по системе уравнений (5).

Таким образом, прочность трубопровода с учетом статических эксплуатационных нагрузок и динамических нагрузок от сейсмического

воздействия оценивается следующими уравнениями:

$$\sigma_{\text{кц}} = \sigma_{\text{кц}}(p) + \sigma_{\text{кц}}(\text{сейсм}); \quad (7)$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{\text{пр}}(p) + \sigma_{\text{пр}}(\text{сейсм}) + \sigma_t + \sigma_\varepsilon \pm \sigma_{\text{изг}}; \quad (8)$$

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_{\text{пр}}^2 + \sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{пр}}\sigma_{\text{кц}}}, \quad (9)$$

где  $\sigma_{\text{экв}}$  — эквивалентное напряжение от кольцевых и продольных напряжений, определяемое по энергетической теории прочности.

**Оценка прочности МН при сейсмических воздействиях.** Конечная оценка прочности исследуемого участка МН заключается в сравнении наибольшего из трех значений, полученных напряжений  $\sigma_{\text{кц}}$ ,  $\sigma_{\text{пр}}$ ,  $\sigma_{\text{экв}}$  с нормативными характеристиками материала трубы [13]: расчетным сопротивлением  $\sigma_p$ ; пределом текучести  $\sigma_t$ ; пределом прочности (временным сопротивлением)  $\sigma_B$ .

Если максимальная интенсивность напряжений  $\sigma_{\text{max}}$  оказалась ниже  $\sigma_p$ , то сейсмическое воздействие было незначительным и нефтепровод может функционировать в обычном режиме. В случае превышения величины  $\sigma_p$  необходимо провести визуально-измерительный контроль на выявление дефектов геометрии трубопровода, а также контроль всех поперечных стыков для расчетного участка трубы.

Если в результате проведения расчетов значение  $\sigma_{\text{max}}$  превысило предел текучести, то в стенках трубы могут возникнуть пластические деформации. В этом случае требуется остановка трубопровода и проведение ремонта на расчетном участке. При обнаружении серьезных дефектов в секциях трубы аварийные участки должны быть заменены.

Разрыв трубопровода возможен только в том случае, когда кольцевые или продольные напряжения превысят предел прочности  $\sigma_B$ .

**Применение географических информационных систем.** Программно-технический комплекс, включающий в себя сеть сейсмостанций, БД акселерограмм и ПРМ для обработки сейсмического сигнала и оценки НДС, также должен включать в себя важный элемент — специализированную географическую информационную систему (ГИС) [14], разработанную для мониторинга трубопроводов.

Географическая информационная система обладает блочной структурой. Основными блоками ГИС являются: расчетно-аналитический блок, блок тематического картографирования и база данных. Каждый блок обеспечивает накопление информации и ее структуризацию. В ГИС используется информация двух типов:

— картографическая информация (координаты и очертание линейной части нефтепровода). Ее объем должен быть достаточным для правильной визуализации прокладки трубы и дополнительных устройств, входящих в состав линейной части (задвижки, отводы и пр.), а также близлежащих окрестностей;

— семантическая информация (количественные и качественные характеристики МН, геологической среды и связей между ними).

**Алгоритм работы системы автоматизированного сейсмического мониторинга.** Автоматизированная система мониторинга МН на сейсмоопасных участках будет функционировать следующим образом:

1. На сейсмостанции ЛС регистрируется сигнал (при превышении порогового значения ускорения грунта, соответствующего интенсивности землетрясения в 3 балла). Выполняется автоматическое оцифровывание зарегистрированного сигнала. После проверки на соответствие его формы сейсмическому воздействию от землетрясения запись помещается в БД.

2. Выполняется запрос на сайт ССД ГС РАН для получения глобальной информации о произошедшем землетрясении. Запрошенная информация поступает в картографический блок ГИС, на карту наносятся координаты эпицентра землетрясения. Проводится расчет макросейсмического поля, на основании которого определяется расстояние от эпицентра до ближайшего участка нефтепровода.

3. Из БД выбирается запись сигнала, полученного от сейсмостанции, или сигнал с характерным для данного региона периодом и интенсивностью (в случае отсутствия локальной регистрации). Если в БД по каким-либо причинам отсутствуют записи или если эпицентр землетрясения находится на большом расстоянии от сейсмостанций ЛС, то в таких случаях расчет прочности трубы будет полностью аналитическим и осуществляться в отдельном ПРМ оперативной оценки прочности (ООП). Технология оперативной оценки прочности описана в работе [1].

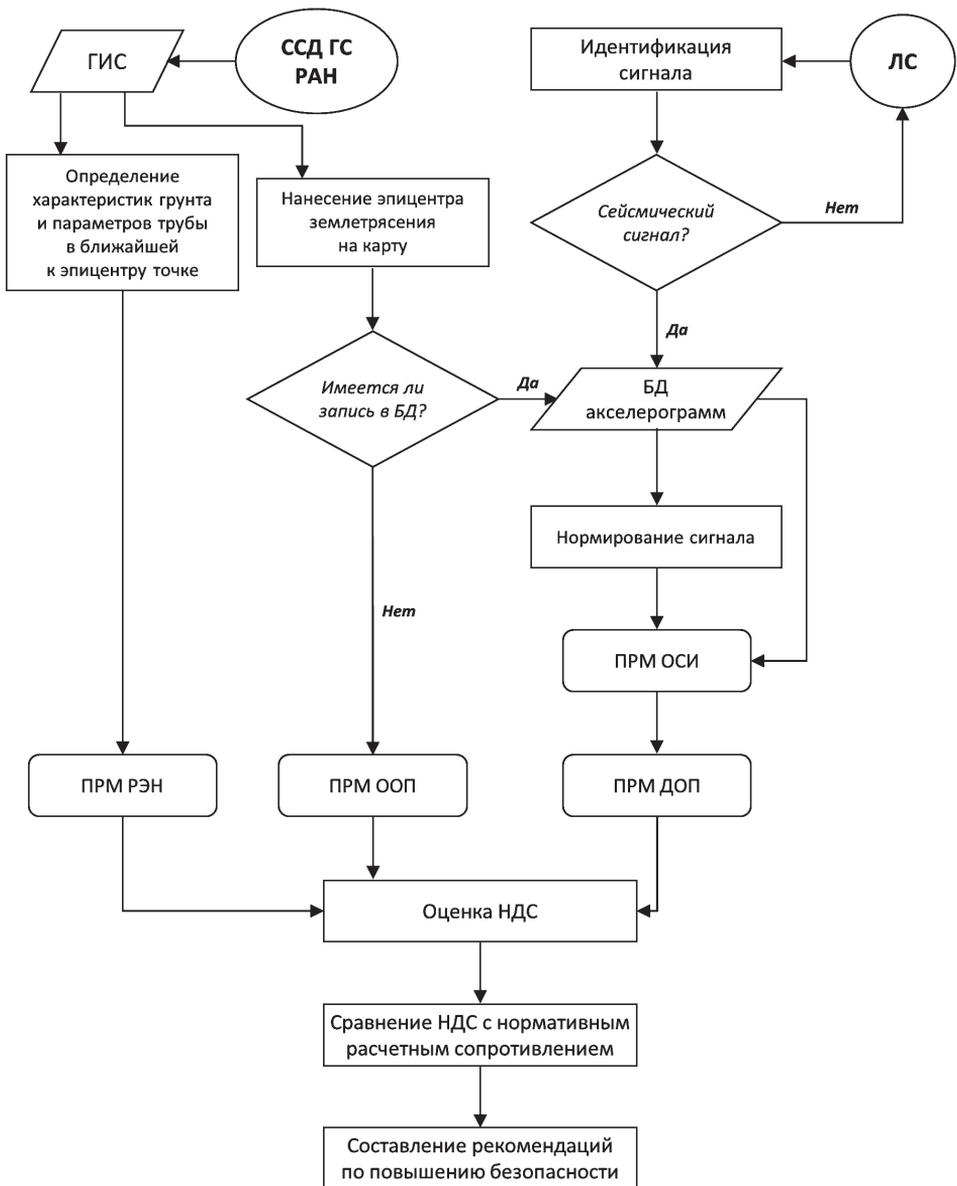
4. Сигнал обрабатывается в ПРМ ОСИ и передается в ПРМ ДОП, где моделируется динамика линейной части трубы при прохождении сейсмической волны. Выполняется расчет НДС от динамических нагрузок.

5. Параллельно с моделированием рассчитывается НДС от статических эксплуатационных нагрузок в ПРМ РЭН.

6. Проводится оценка полного НДС нефтепровода. Выполняется сравнение полученного НДС с нормативными характеристиками трубы, на основе которого выдаются рекомендации по повышению безопасности рассматриваемого участка трубопровода.

Общий вид схемы описанной технологии представлен на рис. 4.

**Выводы.** 1. Впервые предложена комплексная технология мониторинга НДС МН при землетрясениях, включающая автоматизированную оценку прочности МН при сейсмических воздействиях и разработку рекомендаций по повышению безопасности трубопровода на основе сейсмической информации локального (сеть сейсмостанций) и внешнего (ССД РАН) источников.



**Рис. 4.** Блок-схема работы автоматизированного программно-технического комплекса по оценке НДС трубопровода

2. Предложенная технология позволяет обеспечить надежную эксплуатацию МН на обширных территориях с повышенной сейсмичностью и реализует системный подход к определению последствий землетрясения на НДС нефтепровода.

3. Данная технология многофункциональна, поскольку подразумевает не только оперативный расчет, но и наличие эффективного инструмента для подробного анализа поведения трубы в сложной геологической и природно-стихийной обстановке.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Александров А.А., Гумеров Р.А. Технология оценки напряженно-деформированного состояния по данным оперативной информации Геофизической службы Российской академии наук // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Естественные науки. 2013. № 4 (51). С. 105–115.
2. Медведев С.В. Определение балльности интенсивности землетрясения // Землетрясения в СССР. М.: Наука, 1961. С. 103–125.
3. Шебалин Н.В. Методы использования инженерно-сейсмологических данных при сейсмическом районировании // Сейсмическое районирование СССР. М.: Наука, 1968. С. 95–121.
4. Шебалин Н.В. Опорные землетрясения и уравнения макросейсмического поля // Новый Каталог сильных землетрясений на территории СССР (с древнейших времен до 1975 г.). М.: Наука, 1977. С. 20–30.
5. Баранов С.В. Автоматическое определение длительности сейсмического события в режиме реального времени // Сб. статей аспирантов, соискателей, докторантов и научных работников. М., 2004. № 3.
6. Александров А.А., Котляревский В.А., Ларионов В.И., Лисин Ю.В. Модель динамического анализа прочности магистральных нефтепроводов на сейсмические воздействия // Нефтегазовое дело. 2011. № 5. С. 66–88. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Aleksandrov/Aleksandrov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Aleksandrov/Aleksandrov_1.pdf) (дата обращения 13.01.2013).
7. Александров А.А., Котляревский В.А., Ларионов В.И., Суцев С.П. Оценка сейсмической уязвимости магистральных трубопроводов в условиях дефицита информации // Безопасность в техносфере. 2013. № 1. С. 20–30.
8. СНиП 2.05.06–85\*. Магистральные трубопроводы // Госстрой СССР. Введ. 01.01.1986.
9. НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций // Госатомнадзор РФ. Введ. 01.01.2002.
10. Бирбраер А.Н. Расчет конструкций на сейсмостойкость. СПб.: Наука, 1998. 255 с.
11. Безухов Н.И. Основы теории упругости, пластичности, ползучести. М.: Высш. шк., 1968. 532 с.
12. Лисин Ю.В., Александров А.А., Ларионов В.И., Козлов М.А. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 2012. № 3 (88). С. 68–79.
13. Бернштейн М.А., Займовский В.А. Механические свойства материалов. М: Металлургия, 1979. С. 314–325.
14. Котляревский В.А., Ларионов В.И., Суцев С.П. Применение ГИС-технологий для повышения безопасности населения и территорий. Энциклопедия безопасности. В 3 т. / под ред. В.А. Котляревского. М.: Наука, 2005. Т. 1. С. 119–154.

## REFERENCES

- [1] Aleksandrov A.A., Gumerov R.A. Technology of assessment of the pipeline stress-and-strain state according to online information of Geophysical service of the Russian Academy of Sciences. *Vestn. Mosk. Gos. Tekh. Univ. im. N.E. Bauman, Estestv. Nauki* [Herald of the Bauman Moscow State Tech. Univ., Nat. Sci.], 2013, no. 4 (51), pp. 105–115 (in Russ.).
- [2] Medvedev S.V. Determining of the scale of earthquake intensity. *Sb. "Zemletryaseniya v SSSR"* [Collect. Pap. "Earthquakes in the USSR"], Moscow, Nauka Publ., 1961, pp. 103–125.

- [3] Shebalin N.V. Methods of using engineering and seismic data in seismic zoning. *Sb. "Seizmicheskoe rayonirovanie SSSR"* [Collect. Pap. "Seismic zoning in the USSR"]. Moscow, Nauka Publ., 1968, pp. 95–121 (in Russ.).
- [4] Shebalin N.V. Opornye zemletryaseniya i uravneniya makroseizmicheskogo polya [Supporting earthquakes and the equations of a macroseismic field]. V kn.: Kondorskaya N.V., Shebalin N.V., eds. *Novyy Katalog sil'nykh zemletryaseniy na territorii SSSR (s drevneyshikh vremen do 1975 g.)* Moscow, Nauka Publ., 1977, pp. 20–30, 536 p. (Eng. ed.: Kondorskaya N.V., Shebalin N.V., eds. *New catalog of strong earthquakes in the USSR from ancient times through 1977*. World Data Center A for Solid Earth Geophysics, Report SE-31, Boulder, Colorado, USA, 1982, 608 p.).
- [5] Baranov S.V. Automatic determination of the duration of the seismic events in real time. *Regional'nyy vestnik molodykh uchenykh. Geofizika* [Regional Herald of young scientists. Geophysics], 2004, no. 3 (in Russ.).
- [6] Aleksandrov A.A., Kotlyarevskiy V.A., Larionov V.I., Lisin Yu.V. The model of a dynamic analysis of main crude oil pipelines' strength on seismic effects. *Jelektronnyj nauchnyj zhurnal "Neftegazovoe delo"* [The electronic scientific journal "Oil and Gas Business"], 2011, no. 5, pp. 66–88 (in Russ.). Available at: [http://www.ogbus.ru/authors/Aleksandrov/Aleksandrov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Aleksandrov/Aleksandrov_1.pdf) (accessed 13.01.2013).
- [7] Aleksandrov A.A., Kotlyarevskiy V.A., Larionov V.I., Sushchev S.P. Assessment of seismic vulnerability of the main pipelines in information deficiency conditions. *Bezopasnost' v tekhnosfere* [Safety in Technosphere], 2013, no. 1 (40), pp. 20–30 (in Russ.).
- [8] Magistral'nye truboprovody [Main pipelines]. Building codes and regulations 2.05.06-85. Moscow, Gosstroy SSSR [The USSR Ministry of Construction], 1986.
- [9] Normy proektirovaniya seysmostoykikh atomnykh stantsiy NP-031-01 [Design standards for earthquake-resistant nuclear power plants DS-031-01]. Moscow, Gosatomnadzor Rossii [State Nuclear Supervision of Russia], 2002.
- [10] Birbraer A.N. Raschet konstruktsiy na seysmostoykost' [Structural analysis on seismic stability]. SPb, Nauka Publ., 1998. 255 p.
- [11] Bezukhov N.I. Osnovy teorii uprugosti, plastichnosti, polzuchesti [Fundamentals of the theory of elasticity, plasticity, and creep]. Moscow, Vysshaya Shkola Publ., 1968. 532 p.
- [12] Lisin Yu.V., Aleksandrov A.A., Larionov V.I., Kozlov M.A. Evaluation of a planned high-altitude position of pipeline in the areas with permafrost soil. *Vestn. Mosk. Gos. Tekh. Univ. im. N.E. Baumana, Mashinost.* [Herald of the Bauman Moscow State Tech. Univ., Mech. Eng.], 2012, no. 3 (88), pp. 68–79 (in Russ.).
- [13] Bernshteyn M.A., Zaymovskiy V.A. Mekhanicheskie svoystva materialov [The mechanical properties of materials]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1979, pp. 314–325.
- [14] Kotlyarevskiy V.A. (ed.), Larionov V.I., Sushchev S.P. Primenenie GIS-tekhnologiy dlya povysheniya bezopasnosti naseleniya i territoriy Entsiklopediya bezopasnosti. V 3 t. [The application of GIS technology to improve the population and territory safety. Encyclopedia of safety. In 3 vol.]. Moscow, Nauka Publ., 2005, vol. 1, pp. 119–154.

Статья поступила в редакцию 18.07.2014

Александров Анатолий Александрович — д-р техн. наук, профессор, ректор МГТУ им. Н.Э. Баумана, зав. кафедрой “Экология и промышленная безопасность”. Автор более 100 научных работ в области ресурсо- и природосбережения при хранении и транспортировке жидкого углеводородного топлива с использованием криогенной техники, теории рисков, механики разрушения, промышленной безопасности и эксплуатации опасных производственных объектов.

МГТУ им. Н.Э. Баумана, Российская Федерация, 105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5.

Aleksandrov A.A. — Dr. Sci. (Eng.), professor, head of “Ecology and Industrial Safety” department, Rector of the Bauman Moscow State Technical University. Author of more than 100 publications in the field of resources and nature conservation during storage and transportation of liquid hydrocarbon fuel using cryogenic technology, theory of risks, fracture mechanics, industrial safety and exploitation of dangerous production objects.

Bauman Moscow State Technical University, Vtoraya Baumanskaya ul. 5, Moscow, 105005 Russian Federation.

Ларионов Валерий Иванович — д-р техн. наук, профессор, заместитель директора по научной работе Научно-образовательного центра исследований экстремальных ситуаций МГТУ им. Н.Э. Баумана. Автор более 200 научных работ в области теории рисков и промышленной безопасности потенциально опасных объектов.

МГТУ им. Н.Э. Баумана, Российская Федерация, 105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5.

Larionov V.I. — Dr. Sci. (Eng.), professor, deputy director for scientific work of the Scientific and Educational Center for Study of Extreme Situations of the Bauman Moscow State Technical University. Author of more than 200 publications in the field of theory of risks and industrial safety of potentially dangerous objects.

Bauman Moscow State Technical University, Vtoraya Baumanskaya ul. 5, Moscow, 105005 Russian Federation.

Гумеров Рустам Анрикович — программист Центра исследований экстремальных ситуаций (ООО “ЦИЭКС”). Специализируется в области промышленной безопасности объектов нефтяной и газовой индустрии.

ООО “ЦИЭКС”, Российская Федерация, 109028, Москва, Подколокольный пер., 16/2.

Gumerov R.A. — programmer of the JSC Emergency Situations Research Center (ESRC). Specialist in the field of industrial safety of objects of oil and gas industry.

JSC ESRC, Podkolokol'ny per. 16/2, Moscow, 109028 Russian Federation.