

УДК 622

## ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ КРИОЛИТОЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Марахтанов В.П., Топчиев А.Г.**

*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,  
Москва, e-mail: ecolog\_n@mail.ru*

Предложена структура геотехнического мониторинга на трассах магистральных газопроводов, эксплуатируемых на территории севера Западной Сибири. Показано, что при организации геотехнического мониторинга на трассах магистральных газопроводов как объектов большой протяженности важное значение имеет учет ландшафтных особенностей окружающей природной среды. Обозначены стадии, объекты, основные задачи и методы, а также результирующие материалы исследований. Установлен комплекс показателей (контролируемых параметров) технического состояния магистральных газопроводов и окружающей природной среды, определяемых в процессе мониторинга. Выполнена классификация типов участков магистрального газопровода в зависимости от опасного природного процесса и способа прокладки газопровода. По каждому участку приведен перечень определяемых контролируемых параметров. Изложенный подход к организации геотехнического мониторинга на трассах магистральных газопроводов подходит, помимо севера Западной Сибири, также и для других регионов с аналогичными природными условиями.

**Ключевые слова:** магистральные газопроводы, мониторинг, Западная Сибирь, криолитозона

## TECHNOLOGY FOR GEOTECHNICAL MONITORING OF MAIN GAS PIPELINES ON THE TERRITORY THE PERMAFROST ZONE OF WESTERN SIBERIA

**Marakhtanov V.P., Topchiev A.G.**

*Moscow State University M.V. Lomonosov, Moscow, e-mail: ecolog\_n@mail.ru*

The article describes the structure of geotechnical of monitoring of trunk pipelines, which are operated on the territory of the cryolithozone of the North of Western Siberia.. It is shown that the organization of geotechnical monitoring of pipelines must be performed taking into account landscape features of the adjacent territory. Here are the stages of the research, objects, tasks and methods. Installed a set of indicators (parameters) of the technical state of gas pipelines and the natural environment, which is determined in the monitoring process. This article gives classification of sections of main gas pipeline, depending on the hazardous nature of the process and Method of installation of the pipeline. In each of the plots is given a list of controlled parameters. An approach to the organization of geotechnical monitoring on the routes of main gas pipelines suitable, in addition to the North of Western Siberia, and also for other regions with similar natural conditions.

**Keywords:** gas-main pipelines, monitoring, Western Siberia, permafrost

Под геотехническим мониторингом (ГТМ) объектов ОАО «Газпром» понимается «система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием геотехнических систем с целью обеспечения их надежности на всех стадиях жизненного цикла» [8, п. 3.3]. В данном определении геотехнической системой является инженерный объект совместно с окружающей его природной средой, могущей оказать негативное воздействие на техническое состояние сооружения.

Система ГТМ на любом инженерном объекте может быть достаточно эффективной только при условии правильного выбора контролируемых параметров состояния сооружения и окружающей природной среды и используемых технических средств мониторинга, а также при оптимальном размещении мониторингового оборудования. Последняя задача для площадных объектов (отдельно стоящих зданий и сооружений), имеющих

сравнительно небольшие размеры, решается достаточно просто. Этого нельзя сказать в отношении линейных инженерных сооружений (газопроводов, нефтепроводов, железных дорог и т.д.), которые имеют многокилометровую протяженность и поэтому, в силу технических и экономических причин, не могут быть полностью охвачены наблюдательной сетью. Это особенно актуально для линейных сооружений на севере Западной Сибири с особо сложными условиями строительства и эксплуатации инженерных сооружений.

Техническая сторона вопроса организации ГТМ на магистральных газопроводах (МГ) в настоящее время проработана довольно глубоко путем создания специализированных информационно-аналитических систем контроля [2 и др.] на базе оптико-волоконных датчиков [1, 3 и др.] и интеллектуальных контрольно-измерительных комплексов (ИКИП).

Для выявления участков ГТМ на линейной части МГ в настоящее время главным образом используются данные дистанционных съемок (космической и аэрофотосъемки) земной поверхности – аэрокосмический мониторинг [5, п. 9]. Несмотря на широкий круг задач, решаемых на основе дешифрирования космических снимков и аэрофотоснимков, существуют определенные ограничения, связанные, во-первых, с невозможностью отображения на снимках дефектов технического состояния некоторых элементов конструкции газопровода (нарушения изоляционного покрытия, коррозия металла трубопровода, просветы под трубой и др.) и, во-вторых, с постепенным развитием дефектов, которые в начальном моменте эксплуатации МГ на снимках не проявляются. Последнее также относится и к опасным инженерно-геологическим процессам (термокарст, пучение и др.), развивающимся со временем в полосе трассы сооружений. Все это препятствует оперативному созданию сети ГТМ вдоль всей трассы вновь построенного МГ.

Проблему оптимизации размещения сети ГТМ вдоль трасс МГ и контроля состояния сооружения и прилегающей местности на территории севера Западной Сибири можно решить с использованием специализированной технологии, в основе которой лежит учет влияния опасных природных процессов (ОПП) на техническое состояние

МГ. Предлагаемая структура ГТМ на МГ представлена на рисунке.

Сначала создается карта районирования территории по степени опасности для МГ. Затем на этой карте выделяются участки трассы той или иной степени опасности, на которых создается система *динамической оценки и контроля* ОПП – система ДОК (рисунок). При создании системы ДОК учитывается степень опасности того или иного участка трассы МГ – безопасные участки не исследуются. Затем по геоинформационной базе данных системы ДОК (рисунок) определяются посты наземных наблюдений за развитием ОПП и техническим состоянием МГ, на которых размещается мониторинговое оборудование. При этом в первую очередь оборудование устанавливается на самых опасных участках трассы МГ. Такая технология позволяет оптимизировать организацию сети ГТМ на МГ в пространственно-временном аспекте.

Организация и функционирование сети ГТМ на МГ выполняются в несколько последовательных стадий (рисунок):

- районирование территории по степени опасности для МГ;
- создание на МГ системы динамической оценки и контроля опасных природных процессов (системы ДОК);
- контроль технического состояния МГ на постах наземных наблюдений за развитием ОПП и динамикой технического состояния газопровода.

Стадии исследований	Объекты исследований	Основные задачи и методы исследований	Результирующие материалы
Районирование территории по степени опасности для МГ	МГ в пределах территории зонально-региональной размерности с распространением ММП	Выделение единиц районирования в ранге урочищ и местностей путем ландшафтно-индикационного дешифрирования аэрофотоснимков и космических снимков	Карта районирования территории по степени опасности для МГ
Создание на МГ системы динамической оценки и контроля (ДОК) опасных природных процессов	Опасные участки МГ	Установление постов наземных наблюдений за развитием опасных процессов и техническим состоянием МГ на основе дешифрирования аэрофотоснимков, маршрутных обследований трассы МГ и анализа проектно-изыскательской и эксплуатационной документации	Геоинформационная база данных системы ДОК с картой-схемой размещения постов наземных наблюдений за ОПП и техническим состоянием МГ
Контроль технического состояния МГ на посту наземных наблюдений	Пост наземных наблюдений за развитием опасных процессов и динамикой технического состояния МГ	Определение динамики технического состояния МГ с выявлением недопустимых отклонений от нормы с применением современных методов диагностики	Рекомендации по предотвращению развития дефектов технического состояния МГ и возникновения аварийных ситуаций

Структура геотехнического мониторинга магистральных газопроводов на территории криолитозоны севера Западной Сибири

Каждая стадия характеризуется определенными объектами, основными задачами и методами и результирующими материалами исследований (рисунок). Объект исследования каждой последующей стадии устанавливается на основании анализа результирующих материалов предыдущей.

Подобный подход к организации ГТМ на МГ предлагается для территории криолитозоны Севера Западной Сибири в пределах Надым-Пур-Тазовского региона, где расположена основная часть газовых месторождений и связующая их сеть газотранспортных систем. Для этого региона разработана легенда карты районирования по степени опасности для МГ с использованием критериев оценки местности, учитывающих воздействие ландшафтных условий на техническое состояние линейных инженерных систем [4].

Мониторинг процессов на линейной части магистрального газопровода выполняется в рамках системы динамической оценки и контроля ОПП – системы ДОК, которая организуется на опасных участках трассы ГС как измерительно-информационная система регулярных наблюдений, оценки и прогноза динамики опасных процессов на линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» [6]. В основе функционирования системы ДОК лежит использование определенных показателей, которые можно условно назвать контролируемыми параметрами. При этом выделяются две группы контролируемых параметров:

- параметры оценки опасных процессов;
- параметры технического состояния газопровода.

*Параметры оценки опасных процессов* представляют собой качественные и количественные показатели, используемые для решения следующих задач:

- оценки распространенности отдельных форм проявления опасных процессов и масштабности их площадного развития;
- характеристики состояния грунтовой толщи, в которой развиваются процессы;
- оценки скорости (интенсивности) развития опасных процессов;
- прогноза развития опасных процессов.

Для оценки *распространенности* отдельных форм проявления опасных процессов на трассе магистрального газопровода используется параметр  $N_i$ , равный количеству форм  $i$ -го процесса внутри технического коридора газопровода на оцениваемом участке трассы  $n_i$ , при-

ходящемся на единицу площади данного участка трассы:

$$N_i \left[ \frac{1}{\text{га}} \right] = 10^{-4} \frac{\sum n_i}{L_m B_m}, \quad (1)$$

где  $L_m$  – протяженность оцениваемого участка трассы, м;  $B_m$  – ширина технического коридора магистрального газопровода, м. В формуле (1) ширина технического коридора  $B_m$  магистрального газопровода в однниточном исполнении, в соответствии с [9, табл. 7], принимается равной 32 м, а при количестве ниток более одной, в соответствии с [9, табл. 8], принимается равной сумме расстояний между соседними нитками 100 м плюс 32 м.

Для оценки *масштабности* площадного развития процессов на трассе магистрального газопровода можно использовать параметр  $S_i$ , равный доли суммарной площади форм  $i$ -го процесса внутри технического коридора газопровода на оцениваемом участке трассы  $s_i$  от площади данного участка трассы:

$$S_i = \frac{\sum s_i}{L_m B_m}. \quad (2)$$

Для оценки *масштабности* проявления отдельных форм развития процесса  $i$ -го типа на местности контролируемые параметрами являются: длина конкретной формы  $l_{ik}$ ; ширина (средняя, и максимальная) конкретной формы  $b_{ik}$ ; глубина (средняя, и максимальная) конкретной формы  $h_{ik}$ ; высота (средняя, и максимальная) конкретной формы для процесса криогенного пучения  $h_{ik}$ ; площадь конкретной формы процесса  $s_{ik}$ ; объем конкретной формы процесса  $v_{ik}$ .

Для оценки *опасности* процесса для магистрального газопровода контролируемым параметром является кратчайшее расстояние от края формы или края берега близко расположенного водоема или водотока до боковой образующей газопровода  $L_{\phi}$ .

Для характеристики *состояния грунтовой толщи*, в которой развиваются опасные процессы, можно использовать параметры трех типов:

- определяющие мощность грунта, затронутого опасным процессом;
- определяющие свойства грунта, вовлеченного в процесс;
- определяющие температурный режим грунта, вовлеченного в процесс.

В области распространения мерзлых пород (криолитозоне) мощность грунтовой

толщи, в которой развиваются опасные процессы лимитируют:

- глубина сезонного промерзания  $\xi_{\text{пр}}$  и сезонного оттаивания  $\xi_{\text{от}}$  грунта;
- глубина многолетнего промерзания  $\xi_{\text{пр}}^{\text{мн}}$  и многолетнего оттаивания  $\xi_{\text{от}}^{\text{мн}}$  грунта.

К параметрам, определяющим свойства грунта, вовлеченного в процесс, относятся параметры двух типов:

- показатели физико-механических свойств грунтов (литологический состав, влажность, плотность, просадочность, пучинистость);
- показатели теплофизических свойств грунтов (теплопроводность, теплоемкость, теплота фазовых переходов).

По результатам обследования трассы магистрального газопровода в пределах распространения опасных местностей устанавливается сеть наземных постов регулярных наблюдений, охватывающая все участки проявления опасных процессов. В табл. 1 представлена классификация опасных участков (постов наблюдений) трассы магистрального газопровода, учитывающая способ его прокладки и вид опасного процесса.

Влияние опасных инженерно-геологических процессов на техническое состояние магистральных газопроводов оценивается

через пространственно-временную динамику *контролируемых параметров технического состояния* газопроводов, связанных с воздействием этих процессов. Выбор этих параметров определяется спецификой воздействия того или иного опасного инженерно-геологического процесса на различные элементы конструкции магистрального газопровода (в соответствии с табл. 1).

К числу контролируемых параметров технического состояния газопровода на участках с подземной и наземной прокладкой относятся: протяженность участка проявления процесса вдоль трубопровода  $L_{\text{п}}$ ; плановое и высотное положение верхней образующей трубопровода  $h$ ; протяженность участков с размытым обвалованием  $L_{\text{о}}$ ; высотное положение уровня воды в траншее  $h_{\text{в}}$ ; протяженность обводненного участка траншеи  $L_{\text{в}}$ ; ширина (максимальная) обводненного участка траншеи  $b_{\text{в}}$ ; толщина слоя с сохранившимся обвалованием над верхней образующей трубопровода  $h_{\text{об}}$ ; протяженность участков газопровода с просветом под трубой  $L_{\text{пр}}$ ; при наличии постоянного водотока вдоль трубы – протяженность водотока  $L_{\text{вод}}$ , дебит водотока  $Q$ , мутность водотока  $M$ ; состояние изоляционного покрытия трубопровода; в местах с нарушенной изоляцией состояние металла

Таблица 1

Классификация участков контроля технического состояния газопроводов на постах наземных наблюдений

Опасные инженерно-геологические процессы, воздействующие на газопровод	Способ прокладки газопровода	Тип участка
ТЗ – термокарст, заболачивание, подтопление	п – подземный	ТЗп
	п <sub>у</sub> – подземный с утяжелителями	ТЗп <sub>у</sub>
	наземный в насыпи	ТЗн
	о – на опорах	ТЗо
ПМ – криогенное пучение многолетнее	п – подземный	ПМп
	п <sub>у</sub> – подземный с утяжелителями	ПМп <sub>у</sub>
	о – на опорах	ПМо
ПС – криогенное пучение сезонное	о – на опорах	ПСо
ЭЛ – линейная эрозия	п – подземный	ПСп
	п <sub>у</sub> – подземный с утяжелителями	ЭЛп <sub>у</sub>
ЭБ <sub>в</sub> – боковая эрозия вдоль трубы на переходах через водные преграды	п – подземный	ЭБ <sub>в</sub> п
ЭБ <sub>п</sub> – боковая эрозия поперек трубы, проложенной вдоль берега	п – подземный	ЭБ <sub>п</sub> п
ЭД – донная эрозия на переходах через водные преграды на участках непроеKTного положения трубопровода	п <sub>у</sub> – подземный с утяжелителями	ЭДп <sub>у</sub>
НО – наледообразование	п – подземный	НОп
	о – на опорах	НОо
КС – криогенный сплыв грунта	п – подземный	СКп
	о – на опорах	СКо

трубы; в местах с язвенной коррозией площадь ( $S_k$ ) и глубина ( $h_k$ ) коррозионных язв; в местах применения утяжелителей – число утяжелителей, потерявших устойчивость и опрокинутых  $n_y$ ;

В местах *балочных переходов* газопровода определяются:

– плановое и высотное положение верхней образующей трубопровода  $h$ ;

– высотное положение оголовков опор свайного основания газопровода  $h_{оп}$  (с последующим определением величины неравномерного высотного положения свай  $\Delta$  и обусловленной им деформации ригеля на опорах), смещение оси трубопровода относительно центра ригеля  $b_p$ ;

– периметр  $D_{св}$ , толщина стенки  $\delta_{св}$  и длина  $L_{св}$  труб, из которых изготовлены сваи, длина подземной части свай  $L_{подз}$ ;

– длина части свай в талом  $L_t$  и мерзлом  $L_m$  грунте; длина подводной части (в местах переходов через водоемы) свай  $L_{подв}$ ;

– глубина сезонного промерзания  $\xi_m$ , сезонного оттаивания  $\xi_t$  и температура мерзлого грунта  $t_{гр}$  вокруг свай;

– литологический состав, влажность  $W$ , плотность талого  $\rho_t$  и мерзлого  $\rho_m$  грунта вокруг свай;

– толщина  $h_{сн}$  и плотность  $\rho_{сн}$  снежного покрова вокруг свай.

На *крановых узлах с подземным расположением трубопроводов* на участках проявления многолетнего пучения или термокарста определяется состояние сварных швов в месте врезки трубопроводов обвязки кранового узла в магистраль.

На участках *подводных переходов* газопроводов через водные преграды с проявлением боковой и донной эрозии выполняются:

– контроль активизации размыва и деформации русла и берегов водоемов и водотоков, оползневых процессов на них в соответствии с требованиями [7];

– определение профиля дна русла с применением реек, лотов или эхолотов;

На участках *перехода газопровода в непроектном положении (незаглубленного под дно водоема или всплывшего)* определяются:

– высотное и плановое положение верхней образующей газопровода  $h$ , в местах применения утяжелителей;

– число утяжелителей, потерявших устойчивость и опрокинутых  $n_y$ ;

– «висящие» (не опирающиеся на дно водоема) утяжелители;

– состояние изоляционного покрытия и металла газопровода;

– ледовый режим (толщина ледового покрова, размеры льдин и скорость их подхода к трубопроводу, наличие сала, шуги, зажоров, заторов и навалов льда).

На участках *балочных переходов* газопроводов через водоемы с устройством свайного основания в пределах водоема определяются: профиль оси перехода; высотное положение оголовков опор свайного основания газопровода (с последующим определением величины неравномерного выпучивания свай  $\Delta$  и обусловленной им деформации ригеля на опорах); смещение оси трубопровода относительно центра ригеля  $s_p$ ; периметр  $D_{св}$ , толщина стенки  $\delta_{св}$  и длина  $L_{св}$  труб, из которых изготовлены сваи; длина подводной части  $L_{подв}$  свай; длина части свай в талом  $L_t$  и мерзлом  $L_m$  грунте; температура мерзлого грунта  $t_{гр}$ , глубина сезонного промерзания  $\xi_m$  и сезонного оттаивания  $\xi_t$  грунта вокруг свай; литологический состав и влажность талого и мерзлого вокруг свай; толщина (максимальная) льда  $H_l$  вокруг свай; площадь водоема  $S_v$ .

Помимо перечисленных контролируемых параметров, *на всех участках* газопровода, подвергнутых воздействию опасных процессов, в соответствии с [10], определяются:

– толщина стенок и твердости металла трубопровода;

– механические напряжения в металле трубопровода;

– нарушения сплошности металла (прожог, расслоение, неметаллическое включение, раковина, усталостная и стресс-коррозионная трещины, язва, задира, канавка, царапина, пленка, рванина, непровар), а также наличие вмятин, гофр, смещений кромок и пр.

Контролируемые параметры технического состояния газопровода и окружающей природной среды на различных типах опасных участков представлены в табл. 2.

### Выводы

Организацию геотехнического мониторинга магистральных газопроводов на севере Западной Сибири необходимо осуществлять в несколько последовательных стадий. При этом эффективность мониторинга определяется степенью изученности влияния ландшафтных условий на техническое состояние этих сооружений уже на первой стадии исследований. Основным результирующим материалом на этом этапе является карта районирования территории по степени опасности для магистральных газопроводов, с помощью которой возможна

Таблица 2

Контролируемые параметры газопровода и окружающей природной среды на различных типах опасных участков

Тип участка	Параметры развития опасного инженерно-геологического процесса вдоль газопровода							Параметры технического состояния трубопровода					Параметры технического состояния свайного основания газопровода						Параметры грунта и водоема вокруг свайного основания газопровода													
	$L_{пр}, M$	$h_{в}, M$	$L_{в}, M$	$b_{в}, M$	$L_{вод}, M$	$Q, л/с$	$M, Г/л$	$h, M$	$L_{ог}, M$	$h_{ог}, M$	$n_y$	$L_{пр}, M$	$S_k, CM^2$	$h_k, MM$	$\Delta, CM$	$D, M$	$\delta_{св}, MM$	$L_{св}, M$	$L_{полп}, M$	$L_{р}, M$	$L_{н}, M$	$L_{полп}, M$	$W$	$\rho_p, Г/CM^3$	$\rho_{н}, Г/CM^3$	$h_{св}, M$	$\rho_{св}, Г/CM^3$	$\xi_{св}, M$	$\xi_{р}, M$	$t_{пр}, ^\circ C$	$H_{р}, M$	$S_{в}, M^2$
ТЗп	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+	+																			
ТЗп <sub>у</sub>	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+	+																			
ТЗн	+	+	+	+			+	+	+	+	+	+	+																			
ТЗо														+	+	+	+	+											+	+		
ПМп	+						+	+	+	+														+	+							
ПМпу	+						+	+	+	+														+	+							
ПМо														+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ПСо														+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ЭЛп	+				+	+	+	+	+		+																					
ЭЛп <sub>у</sub>	+				+	+	+	+	+	+	+																					
ЭБ <sub>в</sub> п	+						+	+	+		+																					
ЭБ <sub>п</sub>	+						+	+	+		+																					
ЭДп							+			+																						
НОп	+				+	+	+	+	+		+	+																				
НОо														+																		
СКп	+						+																+	+				+				
СКо														+	+	+	+	+	+	+	+	+										

предварительная оптимизация размещения мониторингового оборудования вдоль их трасс. Дальнейшая детализация полученных результатов дает возможность точного установления наземных постов наблюдений за техническим состоянием магистральных газопроводов и опасных для них инженерно-геологических процессов.

#### Список литературы

1. Великоднев В.Я., Голубин С.И., Николаев М.Л. Геотехнический мониторинг состояния трубопроводов с помощью волоконно-оптических кабельных систем // Международный журнал «Геотехника». – 2011. – № 5. – С. 23–29.
2. Дзюба С.А. Информационно-аналитическая система геотехнического мониторинга и управления магистрального газопровода «Ямал – Торжок»: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2006. – 22 с.
3. Егоров Ф.А., Неугодинов А.П., Велиюлин И.И. и др. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистрального трубопровода с помощью волоконно-оптических датчиков деформации // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2011. – № 10. – С. 26–29.

4. Марахтанов В.П., Великоцкий М.А. Оптимизация размещения проектируемых магистральных газопроводов на севере Западной Сибири с учетом ландшафтных особенностей территории // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2015. – № 1. – С. 12–15.

5. Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 48 с.

6. Р Газпром 2-1.4-780-2014. Система динамической оценки и контроля опасных природных процессов. Методы измерения контролируемых параметров динамической оценки опасности различных типов природных процессов для магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2015. – 72 с.

7. РД 51-3-96. Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 73 с.

8. СТО Газпром 2.3.1-071-2006. Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 26 с.

9. СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 70 с.

10. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 51 с.