

УДК 622.831.1 : 553.98(985)

## Концепция организации геодинамического мониторинга нефтегазовых объектов западного сектора российской Арктики

А.А. Козырев, А.И. Калашник, Э.В. Каспарьян, С.Н. Савченко  
Горный институт КНЦ РАН (ГоИ КНЦ РАН)

**Аннотация.** Нефтегазовые объекты представляют собой весьма сложные и ответственные сооружения, безопасность и эффективность которых должна обеспечиваться в течение длительных периодов времени. Рассмотрены особенности строительства и эксплуатации нефтегазообъектов в сложных геодинамических условиях. Сформулированы основные принципы организации геодинамического мониторинга состояния геологической среды, сопряженной с сооружением нефтегазового комплекса. Предлагается методика геодезических наблюдений и математическое обоснование схем расположения наблюдательных пунктов. Существенное дополнение к системам наблюдений дают в комплексе геофизические методы: сейсмотомография и георадарные определения. Предложена система геодинамического мониторинга по трассам магистральных нефте- и газопроводов на территории Кольского полуострова.

**Abstract.** Oil and gas facilities are quite complicated and critical facilities which safety and efficiency should be provided for a long-term period. The peculiarities of oil and gas facilities construction and operation under complicated geodynamic conditions have been considered. The basic principles of organization of geodynamic monitoring of geological environment state connected with oil and gas complex construction have been formulated. Methodics of geodetic observations and mathematical justification of observation sites location plan have been proposed. Geophysical methods – seismic tomography and georadar profiling – give significant addition to the observation systems as a whole. The system of geodynamic monitoring along oil and gas main pipelines on the territory of the Kola Peninsula has been proposed.

**Ключевые слова:** нефтегазообъекты, геологическая среда, газопровод, сейсмотомография, георадарные определения, геодинамический мониторинг

**Key words:** oil and gas facilities, geological environment, gas pipeline, seismic tomography, georadar profilings, geodynamic monitoring

### 1. Введение

Нефтегазовые объекты, в первую очередь, магистральные трубопроводы, промежуточные хранилища нефти и газа, компрессорные станции и пр., представляют собой весьма сложные и ответственные сооружения, безопасность и эффективность работы которых должна обеспечиваться в течение длительных периодов времени, исчисляемых десятками лет и более. Нарушения в их работе могут сопровождаться весьма тяжёлыми последствиями не только для самого комплекса нефтегазовых сооружений, но и для окружающей среды.

Известны многочисленные примеры подобных аварий и экологических катастроф. В настоящее время по территории Российской Федерации проложено более 200 тыс. км только магистральных нефте- и газопроводов, а, кроме того, ещё большое количество различных внутрипромысловых трубопроводов. Опубликованные статистические данные свидетельствуют, что на этих объектах ежегодно происходит около 40 тыс. аварий, из которых порядка 40 – крупные, причём около 80 % всех аварий магистральных трубопроводов приурочены к определённым местам – местам пересечения ими тектонически нарушенных зон. Отмечается также достаточно высокий процент повторяемости аварийных событий на одних и тех же участках – повторяемость двукратных аварий составляет 75-80 %, а повторяемость трёх- и более кратных достигает 95 %.

При этом среднегодовой урон от одного разлива на магистральном нефтепроводе составляет:

- загрязнение нефтью востребованных сельскохозяйственных земель – 4 га;
- загрязнение водоёмов, имеющих промышленное значение, – 350 м<sup>3</sup>.

При подобной оценке количество разливов со значительным ущербом достигает 7200 в год, в результате в почву попадает 2,15 млн т нефтепродуктов и загрязняется земля площадью 28,8 тыс. га. Утечки нефти объёмом до 50 т считаются незначительными, но за один год проливается приблизительно 1,64 млн т.

Итого, ежегодные потери при транспортировке нефти достигают примерно 3,79 млн т (Петов, 2009).

Ситуация многократно усугубляется, когда эксплуатация нефтяных и газовых месторождений осуществляется в арктических регионах с весьма ранимой и трудно восстанавливаемой природой. Если же к этому дополнительно прибавляются сложные геодинамические природные условия – высокая степень

напряжённости массивов горных пород, обусловленная действием гравитационно-тектонических полей естественных напряжений, высокая степень расчленённости массивов структурными неоднородностями различных рангов, повышенная сейсмичность и др., то становится совершенно очевидно, что строительство указанных сооружений должно выполняться с применением специальных технологий.

## **2. Особенности строительства и эксплуатации основных сооружений нефтегазового комплекса в сложных геодинамических условиях**

В настоящее время постепенно накапливается опыт строительства и эксплуатации подобных сооружений. В частности, недавно были опубликованы данные о строительстве сахалинских трубопроводов по проекту "Сахалин-2" (Комаров, 2008). При этом указывалось, что трассы трубопроводов пересекают 19 критических участков – сейсмических разломов. Строительство переходов через эти участки было выделено в отдельный проект, по каждому из разломов проведены специальные изыскания, а полученные данные с целью построения специальных моделей обрабатывались в проектном институте (Snamprogetti, Italy).

На основе построенных моделей были составлены рекомендации по уточнению предварительных проектных решений (перетрассировки, изменения углов пересечения трубопроводом разломов, точки расположения крановых участков и пр.). Прокладке трубопроводов через разломы предшествовала подготовка траншей особо широкого профиля с укладкой компрессионных компенсаторов для обеспечения деформирования и реагирования на возможные сдвиги грунта и пород по плоскостям разломов. Кроме того, место пересечения трубопроводом разлома герметично запаивалось в геомембрану для предотвращения заполнения траншеи водой, которая в случае замерзания может уменьшить или вовсе исключить необходимую подвижность трубы относительно деформирующегося грунта.

Также на разломах применялись трубы с более высокими, чем на остальных участках, прочностными характеристиками, более толстой стенкой и с более тщательным режимом испытаний для контроля раскрытия усталостных трещин различными методами, включая рентгенографический. Были тщательно продуманы системы защиты трубопроводов от нарушений его целостности, по всей трассе предусмотрено сооружение специальных крановых узлов, которые в случае необходимости в автоматическом режиме могут отсекать участки трубы вблизи каждого сейсмического разлома, минимизируя последствия гидравлических ударов или других негативных явлений в трубопроводах.

Однако при сооружении трубопроводов в условиях высокопрочных массивов горных пород иерархично-блочной структуры только технологические и конструктивные меры их защиты не представляются достаточными. Результаты исследования особенностей деформирования подобных массивов показывают, что под воздействием как естественных, так и техногенных факторов наряду с деформациями отдельных структурных блоков, практически, без потери сплошности, здесь также возможны подвижки структурных блоков по их контактам (структурным неоднородностям) с соседними блоками.

При этом с течением времени вследствие изменения внешних условий степень активности процессов деформирования и сдвижения блоков может изменяться: ранее активные блоки и структурные неоднородности могут стать устойчивыми, а ранее устойчивые и неактивные структурные неоднородности, наоборот, будут вовлечены в процессы деформирования. Пример такой ситуации приведён в работе (Панжин, 2003), где на 40-километровом участке 9-ти ниточного магистрального газопровода в районе г. Краснотурьинска за период 1990-95 гг. было зафиксировано 45 аварий, а с 1996 г. аварии на данном участке практически прекратились.

Эти особенности деформирования массивов, а, следовательно, и состояния связанных с ними сооружений, обуславливают необходимость проведения постоянного контроля состояния массива и сооружений, т.е. организации постоянного геодинамического мониторинга, в частности, основных сооружений нефтегазового комплекса, к которым, в первую очередь, относятся магистральные трубопроводы.

## **3. Основные принципы организации геодинамического мониторинга состояния массивов и основных сооружений нефтегазового комплекса**

Организация геодинамического мониторинга состояния основных сооружений нефтегазового комплекса должна базироваться, в первую очередь, на системных принципах, поскольку указанные сооружения образуют специфические горнотехнические системы "сооружение-массив".

Специфика этих систем заключается в особой ответственности с точки зрения обеспечения безаварийной работы сооружений, их большой длительности существования и линейно-протяжённых формах. При рассмотрении вопросов организации геодинамического мониторинга сооружений в условиях арктических районов приходится дополнительно учитывать пониженную способность

природных систем к восстановлению, а потому повышать степень надёжности разрабатываемых мер для исключения возможных аварий.

Общая структура и принципы организации геодинамического мониторинга нефтегазовых объектов представлена на рис. 1.



Рис. 1. Общая структура и принципы организации геодинамического мониторинга

При этом разработка структуры систем геодинамического мониторинга в общем случае должна включать следующие этапы:

- первоочередное формирование геомеханических моделей контролируемых горнотехнических систем и сооружений, включающих оценку геодинамического риска и соответствующее районирование рассматриваемого региона;
- выбор, обоснование и оценку возможных значений приоритетных контролируемых параметров;
- оборудование наблюдательных пунктов (полигонов);
- выполнение измерений (определения) контролируемых параметров в натуральных условиях;
- формирование баз данных натуральных наблюдений и расчетных параметров;
- первичную обработку и логическое структурирование данных;
- верификацию геомеханических моделей путём сопоставления измеренных контролируемых параметров и соответствующих расчётных значений;
- установление нормативных или расчёт на моделях прогнозно-критических параметров, соответствующих виртуальной катастрофической ситуации;
- сопоставление измеренных значений с нормативными или расчетными прогнозно-критическими значениями;
- оценка текущего и прогноз дальнейшего состояния контролируемых объектов;
- принятие управленческих решений и превентивных мероприятий;
- контроль эффективности реализации превентивных мероприятий.

В соответствии с этими принципами в Горном институте КНЦ РАН (Мельников, Калашиник, 2009) разработана системная структура геодинамического мониторинга добычи, хранения и трубопроводного транспортирования углеводородного сырья применительно к условиям западного сектора российской Арктики (рис. 2).

В таблице приведена рекомендуемая последовательность выполнения геодинамических и геомеханических исследований на различных стадиях освоения нефтегазовых месторождений.

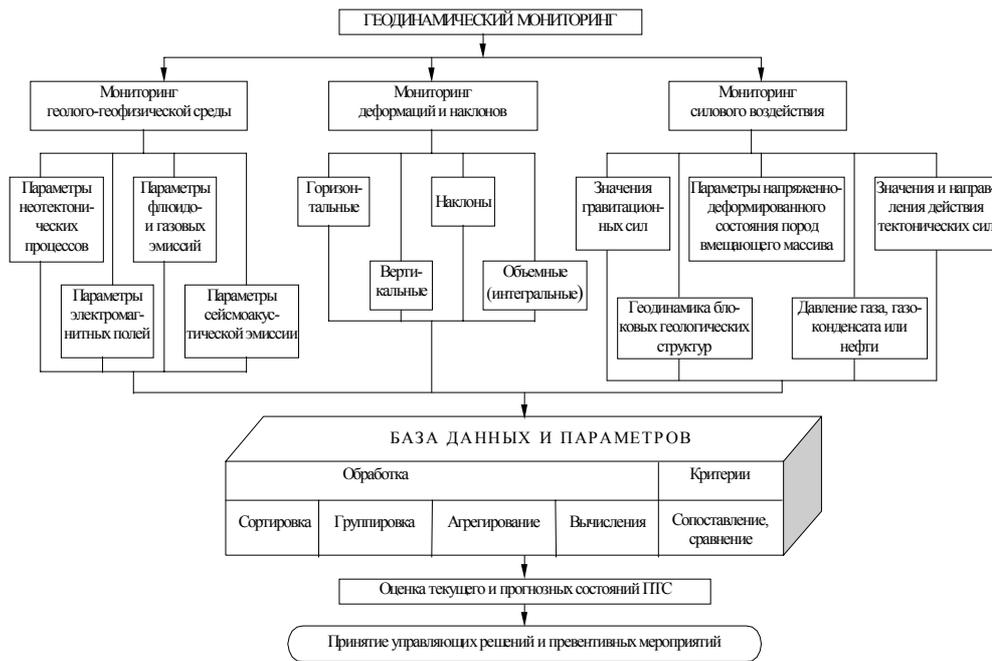


Рис. 2. Системная структура геодинамического мониторинга нефтегазообъектов западного сектора российской Арктики

Как следует из данных таблицы, организация систем мониторинга должна начинаться с самых первых стадий освоения месторождений, при этом на каждой стадии решаются различные задачи, но все они направлены на то, чтобы минимизировать возможные отклонения объектов от их нормальной эксплуатации и снизить воздействие на окружающую среду.

Как следует из общей структуры и принципов организации геодинамического мониторинга, натурные (полевые) измерения и наблюдения составляют весьма существенную часть общих работ. При этом, учитывая современные представления о массиве горных пород, как о среде иерархично-блочного строения, основная информация, которая должна быть получена, в первую очередь, в ходе натуральных наблюдений – перемещения и деформации массива, вмещающего объекты нефтегазового комплекса.

Для получения этой информации могут быть использованы различные геодезические и геофизические методы.

#### 4. Основные вопросы методики выполнения геодезических наблюдений при организации геодинамического мониторинга нефтегазовых объектов

В Горном институте КНЦ РАН накоплен большой опыт применения геодезических методов для измерений перемещений и деформаций массива пород при разработке месторождений полезных ископаемых. Этот опыт может быть использован и для оценки состояния нефтегазовых объектов с учетом их специфики.

В первую очередь, специфика магистральных трубопроводов – их большая линейная протяжённость. При этом трубопроводы неизбежно пересекают многочисленные структурные и геологические нарушения различной степени активности, а также контакты разнородных толщ пород с отличающимися деформационно-прочностными характеристиками и различным естественным напряжённым состоянием.

По-видимому, и для таких объектов измерения перемещений и деформаций могут выполняться на специальных полигонах, представляющих собой сеть фундаментальных и рабочих реперов, закладываемых на отдельных (проблемных) участках трасс: в местах пересечения трассами трубопроводов зон крупных разломов, геодинамически активных контактов отдельных структурных блоков, зон активного воздействия техногенных нагрузок от разработки близлежащих месторождений полезных ископаемых, крупных водных объектов и др.

Периодически определяя координаты пунктов и реперов и анализируя их изменения во времени, можно получить представления о характеристиках деформируемости массива пород и о состоянии связанных с ним сооружений.

Наблюдательные сети могут представлять собой вытянутые цепочки триангуляции, полигонометрические и нивелирные полигоны, по пунктам которых необходимо выполнять высокоточные угловые и линейные наблюдения по программам, соответствующим по точности наблюдениям государственных геодезических сетей.

В настоящее время весьма перспективно применение и методов космической геодезии, в частности, с использованием искусственных спутников систем GPS и ГЛОНАСС.

Главные преимущества этих методов заключаются в следующем:

- фактически координаты наблюдаемых пунктов (а, следовательно, и смещения) определяются относительно искусственных спутников, заведомо располагающихся вне зоны влияния каких-либо техногенных воздействий. При всех других методах наблюдений выбор местоположения исходных пунктов является чрезвычайно сложной и ответственной задачей, а во многих случаях и, практически, мало разрешимой;

- все три координаты наблюдаемых пунктов определяются одновременно (правда, с различной точностью) при существенном сокращении трудоёмкости проведения наблюдений.

Точность методов космической геодезии уже практически соответствует требуемой точности определения перемещений и приближается к величинам  $\pm 3$  мм.

Методы космической геодезии обладают существенно большими возможностями исследования закономерностей деформирования массивов горных пород, поскольку позволяют определять частотные характеристики колебаний массива и по ним оценивать степень приближения массива к критическому состоянию, т.е. к потере сплошности. В отношении трубопроводов это очень важная информация имеет принципиальное значение, поскольку открывается путь к прогнозу состояния самого сооружения (Панжин, 2003).

В случае применения геодезических методов в иерархично-блочных массивах одним из основных вопросов является определение необходимого числа пунктов наблюдательных сетей и их расположение относительно границ структурных блоков, напряжённо-деформированное состояние которых необходимо контролировать. Здесь, как и при решении любых геомеханических проблем, прежде всего, необходимо выделить тип "эффективных структурных неоднородностей", и определить тем самым основные структурные блоки, слагающие контролируемую область.

Анализ показывает, что для определения взаимных перемещений, деформаций и энергетического состояния контролируемых блоков достаточно в каждом из них иметь по два пункта по обе стороны от границ или контактов. Таким образом, минимальное число пунктов на каждой грани блоков равняется четырём. При этом обеспечивается и достаточная надёжность определений искомых параметров, т.к. фундаментальные пункты по разные стороны от границ блоков образуют жёсткую геодезическую фигуру – четырёхугольник, с возможностью вычисления координат его вершин, используя различные сочетания наблюдаемых пунктов. Принципиальная схема расположения фундаментальных пунктов в массиве пород иерархично-блочной структуры показана на рис. 3.

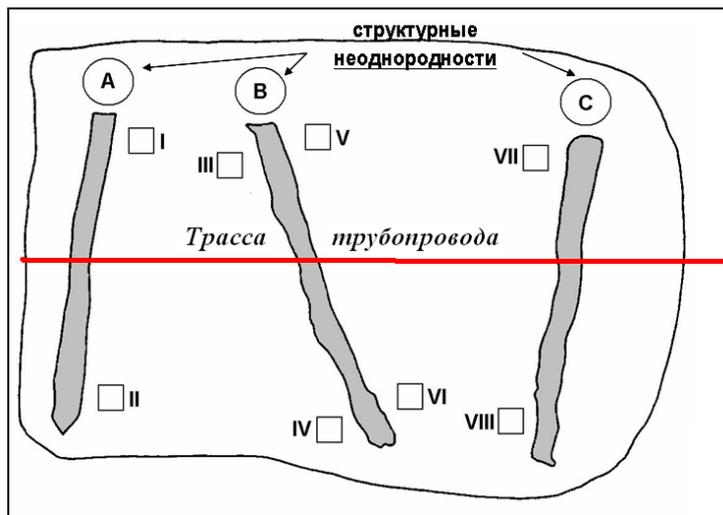


Рис. 3. Схема расположения фундаментальных пунктов для контроля состояния трубопровода при пересечении им структурных геологических неоднородностей. I-VIII – фундаментальные пункты

Фундаментальные пункты должны закладываться в массиве пород около трассы трубопровода и представлять собой бетонные конструкции, жёстко связанные с массивом пород, обеспечивающие проведение всех указанных наблюдений в течение практически всего времени эксплуатации трубопровода.

Традиционные методы обработки результатов геодезических наблюдений малопригодны для условий иерархично блочных массивов, поскольку не обеспечивают получение информации о движениях и состоянии отдельных структурных блоков и степени их напряжённости. Вследствие этого

была разработана специальная методика на основе представлений теории упругости и тензорного исчисления (Savchenko, Kasparyan, 2007).

При этом основными результатами применения разработанной методики являются:

1. Установление характера деформирования отдельных блоков и их напряженного состояния, вычисления изменений деформаций в пределах рассматриваемых блоков и величин напряжений на их границах.

2. Определение взаимного перемещения блоков друг относительно друга.

3. Оценка степени изменения напряжённости деформируемых блоков.

В отношении первого вопроса известен методический подход, в соответствии с которым предполагается, что деформирование каждого условно однородного блока происходит упругим и линейным образом (Иванов и др., 2000). Перемещения точек блока  $u_i, v_i, w_i$  ( $i$  – номер точки, пункта наблюдения) в этом случае можно представить следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} u_i &= a_{11}x_i + a_{12}y_i + a_{13}z_i + a_{14}, \\ v_i &= a_{21}x_i + a_{22}y_i + a_{23}z_i + a_{24}, \\ w_i &= a_{31}x_i + a_{32}y_i + a_{33}z_i + a_{34}. \end{aligned} \quad (1)$$

Это три системы уравнений четвертого порядка, содержащие 12 неизвестных величин  $a_{ij}$  при условии, что координаты точек  $x_i, y_i, z_i$  и перемещения  $u_i, v_i, w_i$  известны. Для решения этих систем необходимо, как было сказано выше, иметь четыре пункта, расположенных в блоке, координаты которых могут быть определены в любой момент времени. Если в (1) отказаться от свободных членов ( $a_{14}, a_{24}, a_{34}$ ), то для решения трех систем третьего порядка достаточно взять в блоке три пункта наблюдения.

В этом случае появляется возможность проводить расчёты для различных сочетаний любых трёх пунктов из четырёх наблюдаемых. Сравнение результатов этих расчётов позволяет получить дополнительную информацию о сплошности деформируемого блока и повысить надёжность выполненных вычислений.

В некоторый момент времени  $t_0$  (начало наблюдений) считаем блок условно недеформированным, т.е. координаты пунктов наблюдений фиксированными. Обозначим их  $x_{i0}, y_{i0}, z_{i0}$  ( $i=1,2,3,4$ ).

В момент времени  $t_1$  (первое наблюдение) координаты точек изменились. Назовем их  $x_{i1}, y_{i1}, z_{i1}$ . Тогда перемещения (1) можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} u_{i1} &= x_{i1} - x_{i0} = a_{11}x_{i0} + a_{12}y_{i0} + a_{13}z_{i0} + a_{14}, \\ v_{i1} &= y_{i1} - y_{i0} = a_{12}x_{i0} + a_{22}y_{i0} + a_{23}z_{i0} + a_{24}, \quad (i=1,2,3,4). \\ w_{i1} &= z_{i1} - z_{i0} = a_{31}x_{i0} + a_{32}y_{i0} + a_{33}z_{i0} + a_{34}. \end{aligned} \quad (2)$$

Решив эти системы уравнений, определим неизвестные  $a_{ij}$  как результат первого наблюдения. Вычислив новые расстояния между пунктами, можно определить взаимное перемещение пунктов друг относительно друга.

В момент времени  $t_2$  (второе наблюдение) координаты точек будут другими (отличными от первых и исходных). Обозначим их  $x_{i2}, y_{i2}, z_{i2}$ .

Тогда перемещения точек наблюдения относительно условно недеформированного состояния блока можно записать как

$$\begin{aligned} u_{i2} &= x_{i2} - x_{i0} = a_{11}x_{i0} + a_{12}y_{i0} + a_{13}z_{i0} + a_{14}, \\ v_{i2} &= y_{i2} - y_{i0} = a_{12}x_{i0} + a_{22}y_{i0} + a_{23}z_{i0} + a_{24}, \quad (i=1,2,3,4). \\ w_{i2} &= z_{i2} - z_{i0} = a_{31}x_{i0} + a_{32}y_{i0} + a_{33}z_{i0} + a_{34}. \end{aligned} \quad (3)$$

Решив эти системы уравнений, снова найдем величины  $a_{ij}$ . Они могут не совпадать с решениями систем (2). Снова вычисляем новые расстояния между пунктами наблюдений и определяем их взаимное перемещение относительно исходного и предыдущего состояний. И так в течение нескольких наблюдений за определенный период времени (к примеру, за 1 год). Далее из накопившейся информации вычислим средние значения величин  $a_{ij}$ . Таким образом, имеем средние величины перемещений в нашем блоке:

$$\begin{aligned} u &= a_{11}x + a_{12}y + a_{13}z + a_{14}, \\ v &= a_{21}x + a_{22}y + a_{23}z + a_{24}, \\ w &= a_{31}x + a_{32}y + a_{33}z + a_{34}. \end{aligned} \quad (4)$$

В (5)  $u, v, w$  и  $x, y, z$  не индексируются, так как рассматривается однородное деформирование блока. Вычисления расстояний между пунктами наблюдений на каждом этапе наблюдений позволяют установить картину взаимных перемещений пунктов друг относительно друга в течение всего периода.

Из (4) дифференцированием находим тензор производных от перемещений в блоке.

$$\varepsilon = \begin{pmatrix} \frac{\partial u}{\partial x} & \frac{\partial u}{\partial y} & \frac{\partial u}{\partial z} \\ \frac{\partial v}{\partial x} & \frac{\partial v}{\partial y} & \frac{\partial v}{\partial z} \\ \frac{\partial w}{\partial x} & \frac{\partial w}{\partial y} & \frac{\partial w}{\partial z} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{pmatrix}. \quad (5)$$

Вообще говоря, это не симметричный тензор. Транспонируя его относительно главной диагонали, получим, так называемый, сопряженный тензор.

$$\varepsilon_c = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{31} \\ a_{12} & a_{22} & a_{32} \\ a_{13} & a_{23} & a_{33} \end{pmatrix}. \quad (6)$$

Разделение симметричной и асимметричной частей тензора  $\varepsilon$  осуществляется по формулам:

$$\Sigma = (\varepsilon + \varepsilon_c)/2; A = (\varepsilon - \varepsilon_c)/2. \quad (7)$$

Симметричная часть  $\Sigma$  есть ни что иное, как тензор собственно деформаций блока, а антисимметричная  $A$  указывает на вращение блока как единого целого.

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{xz} & \varepsilon_{yz} & \varepsilon_{zz} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & \frac{a_{12} + a_{21}}{2} & \frac{a_{13} + a_{31}}{2} \\ \frac{a_{12} + a_{21}}{2} & a_{22} & \frac{a_{23} + a_{32}}{2} \\ \frac{a_{13} + a_{31}}{2} & \frac{a_{23} + a_{32}}{2} & a_{33} \end{pmatrix}, \quad (8)$$

$$A = \begin{pmatrix} 0 & \frac{a_{12} - a_{21}}{2} & \frac{a_{13} - a_{31}}{2} \\ \frac{a_{21} - a_{12}}{2} & 0 & \frac{a_{23} - a_{32}}{2} \\ \frac{a_{31} - a_{13}}{2} & \frac{a_{32} - a_{23}}{2} & 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \omega_1 & \omega_2 \\ -\omega_1 & 0 & \omega_3 \\ -\omega_2 & -\omega_3 & 0 \end{pmatrix}. \quad (9)$$

Таким способом можно определить фактически дополнительные (относительно условно недеформированного состояния) средние деформации блока. Используя обобщенный закон Гука, по найденным в результате мониторинга средним дополнительным деформациям, находим средние дополнительные напряжения блока, обусловленные природными и техногенными факторами.

Для определения компонент главных деформаций блока необходимо решить уравнение третьей степени:

$$\lambda^3 - I_1\lambda^2 + I_2\lambda - I_3 = 0, \quad (10)$$

где  $I_1, I_2, I_3$  – инварианты тензора деформаций:

$$\begin{aligned} I_1 &= \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz}, \\ I_2 &= \begin{vmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} \\ \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{yy} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{xz} & \varepsilon_{zz} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{yz} & \varepsilon_{zz} \end{vmatrix}, \\ I_3 &= \begin{vmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{xz} & \varepsilon_{yz} & \varepsilon_{zz} \end{vmatrix}. \end{aligned} \quad (11)$$

В главных осях тензор деформаций имеет вид:

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \varepsilon_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_{33} \end{pmatrix}. \quad (12)$$

При решении второго вопроса необходимо выполнить все вышеизложенные процедуры во втором блоке для расположенных в нем пунктов наблюдения. Затем на основе анализа перемещений в этих блоках можно судить об их взаимном перемещении, дополнительных деформациях во втором блоке и его дополнительном (вторичном) напряженном состоянии.

Решение третьего вопроса заключается в определении удельной энергии деформирования по результатам вычисленных деформаций

$$2W = (\lambda + 2\mu)(\epsilon_1^2 + \epsilon_2^2 + \epsilon_3^2) + 2\lambda(\epsilon_1\epsilon_2 + \epsilon_1\epsilon_3 + \epsilon_2\epsilon_3), \quad (13)$$

где  $\lambda = E\nu / [(1+\nu)(1-2\nu)]$ ;  $\mu = E / [2(1+\nu)]$ .

Преимуществом разработанной методики является возможность чёткого отделения собственно деформаций какого-либо блока от его перемещений в пространстве как единого целого. Отсюда открывается путь к оценке изменения степени напряжённости отдельных блоков во времени и в пространстве, т.е. к решению одной из главных задач геомеханического мониторинга.

В качестве иллюстрации изложенной методики приведём результаты обработки геодезических наблюдений на одном из подземных участков геодинамического полигона Центрального рудника ОАО "Апатит". Основная цель этих работ заключалась в оценке изменения состояния массива пород под воздействием различного рода техногенных факторов, а конфигурация полигона приближалась к обычной конфигурации полигонов, которые могут быть заложены для контроля состояния нефтегазовых объектов.

Схема полигона приведена на рис. 4.

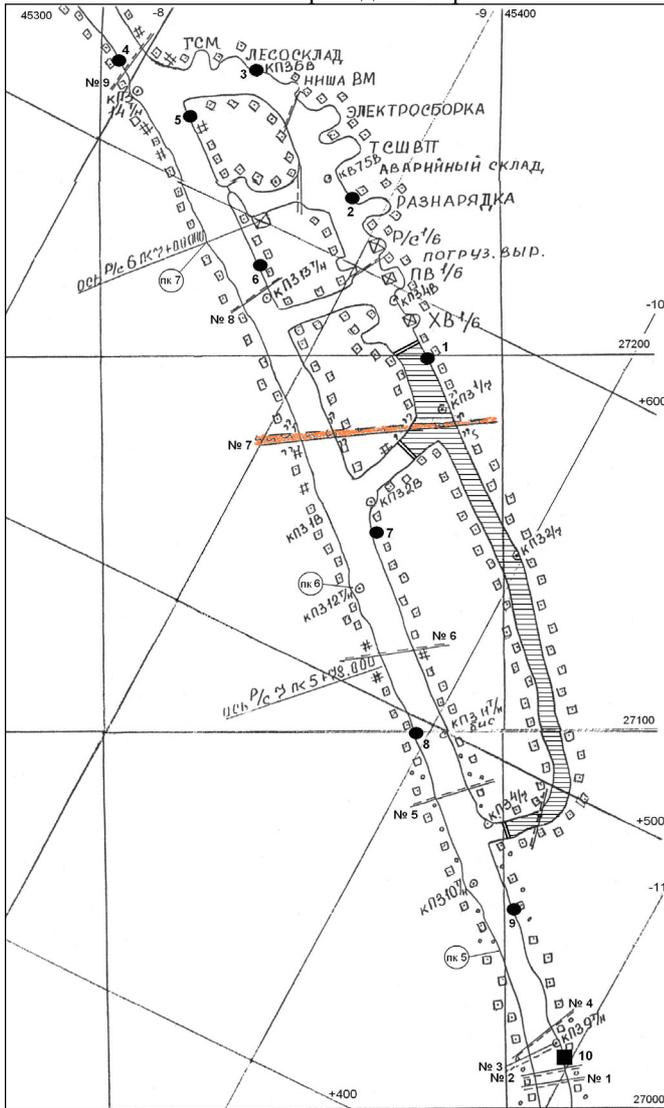


Рис. 4. План наблюдательного полигона (тоннель, район 6-го рудоспуска, Центральный рудник ОАО "Апатит").

- – фундаментальный репер;
- – рабочие реперы;
- ▨ – выработка закрешена;
- □ – уртиты среднезернистые массивные;
- ▨ ▨ – мощная шпреуштейнизированная зона;
- # □ # – уртиты пегматоидные;
- ○ □ ○ – ийолит-уртиты массивные;
- № 7 – крупные трещины

На полигоне выполнялись периодические измерения расстояний между реперами светодальномером Мекометр-5000 и прецизионное нивелирование. Таким образом, определялись все три координаты реперов, а по их изменению рассчитывались перемещения.

Далее в соответствии с разработанной методикой обработки результатов наблюдений определялись компоненты тензоров деформаций и вращений отдельных структурных блоков в периоды между циклами наблюдений.

На рис. 5, в качестве примера (Савченко и др., 2010), показаны схемы напряженного состояния структурных блоков полигона и направления их вращений в отдельные моменты времени, а на рис. 6 – горизонтальные и вертикальные деформации блоков.

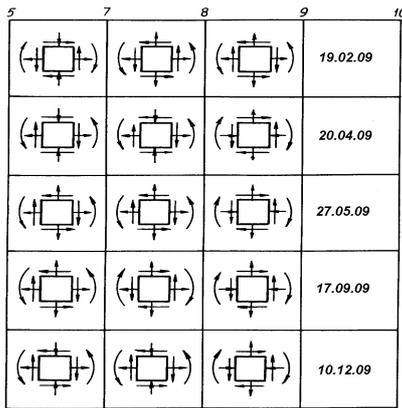


Рис. 5. Схемы напряженного состояния и вращения блоков элементарных объемов структурных блоков в вертикальной плоскости сечения по продольной оси полигона

Анализ результатов расчётов (рис. 5 и 6) показал, что участки полигона между реперами Rp 9 – Rp 8, Rp 8 – Rp 7 и Rp 7 – Rp 5 деформируются и испытывают вращения различным образом. Сопоставление компонент тензоров деформаций и вращения в отдельные моменты времени (даты наблюдений) позволяют последовательно проследить изменения состояния указанных участков контролируемого массива в течение всего периода наблюдений от цикла к циклу.

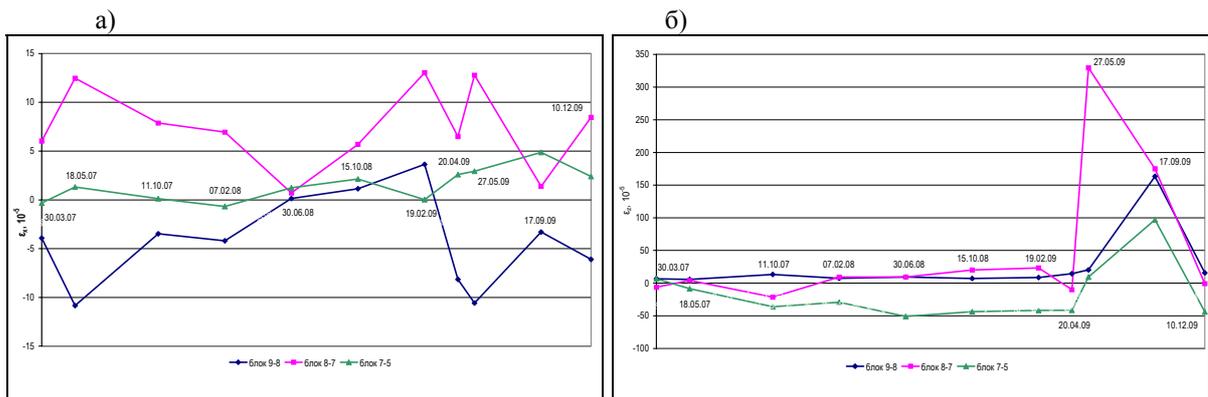


Рис. 6. Горизонтальные (а) и вертикальные (б) деформации блоков

По главным деформациям массива вычисляли дополнительную удельную энергию деформирования, которая в плоском случае выражается формулой:

$$W = [(\lambda + 2\mu)/2](\epsilon_1^2 + \epsilon_2^2) + \lambda\epsilon_1\epsilon_2, \text{ Дж/м}^3, \quad (14)$$

где  $\epsilon_1, \epsilon_2$  – главные деформации,  $\lambda, \mu$  – коэффициенты Ламе, выражающиеся через модуль Юнга и коэффициент Пуассона (для апатит-нефелиновых руд модуль Юнга.  $E = 5 \cdot 10^4$  МПа, коэффициент Пуассона  $\nu = 0.25$ ).

На рис. 7 приведены графики изменения дополнительной удельной энергии деформирования отдельных блоков в зависимости от времени, пунктиром показан график среднего значения.

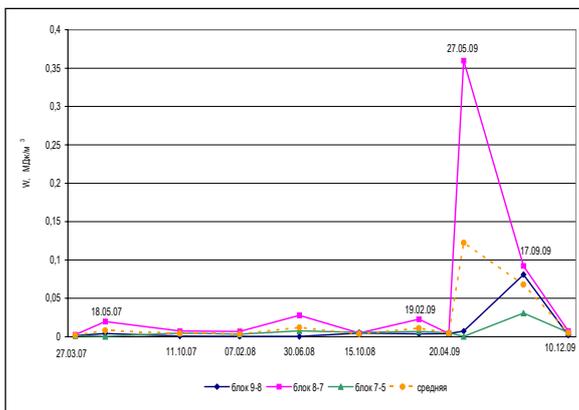


Рис. 7. Изменения дополнительной удельной энергии деформирования

Из данных рис. 7 следует, что изменения дополнительной энергии деформирования носят колебательный характер. При этом наибольшие изменения значений энергии наблюдаются в блоке 8-7, в частности в цикле 27.05.09 энергия увеличилась на 2 порядка. В то же время в соседних блоках энергия изменилась незначительно. В дальнейшем дополнительная энергия деформирования во всех блоках стала снижаться и приблизилась к уровню, который соответствовал времени первых циклов наблюдений.

Феномен увеличения энергии в блоке 8-7 свидетельствует о значительной подвижке его относительно других блоков. Сопоставляя величины дополнительной энергии при данных наблюдениях с предельной энергией упругого деформирования, определённой по испытаниям образцов пород Хибинских апатитнефелиновых месторождений (приближенно оценивается величиной порядка

$0,25 \pm 0,30 \text{ МДж/м}^3$ ), можно видеть, что значение предельной энергии превышает всего в одном случае для блока 8-7 в цикле 27.05.09.

### 5. Применение геофизических методов для целей организации геодинамического мониторинга нефтегазовых объектов

Геодезические методы определения перемещений и деформаций весьма целесообразно дополнять геофизическими методами, которые позволяют оценивать степень изменения физических параметров массивов горных пород под воздействием естественных и техногенных факторов, устанавливать предельные уровни деформаций и сейсмичности массива и находить индикаторы критического состояния геологической среды на проблемных участках.

В принципе для целей мониторинга возможно применение различных геофизических методов – акустических, теплофизических, радиометрических, электромагнитных. Однако среди всех методов по степени разработанности и уровню информативности заметно выделяются сейсмоакустические методы.

Одной из основных схем сейсмоакустического контроля является профилирование на земной поверхности. Применительно к этой схеме в Горном институте КНЦ РАН разработана и широко применяется методика структурной пространственно-временной томографии скального массива (Абрамов, Епимахов, 2010; Панин, Старцев, 2009), которая, по-видимому, в первую очередь, может быть применена при организации геодинамического мониторинга нефтегазовых объектов.

В качестве примера, на рис. 8 приведены результаты измерений методом сейсмической томографии для оценки изменения во времени напряжённо-деформированного состояния приконтурного массива между буродоставочным и вентиляционно-транспортным штреками Расвумчоррского рудника (блок 1/6, гор. +495 м) ОАО "Апатит".

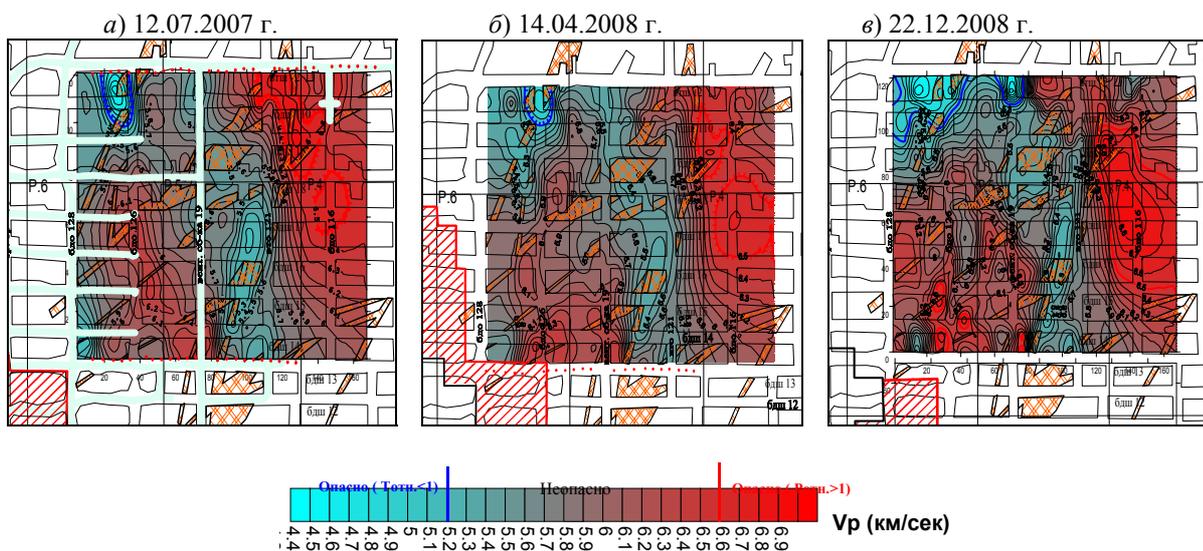


Рис. 8. Скоростная модель участка массива +495 гор. бл.1/6 по данным сейсмотомографии (Расвумчоррский рудник, ОАО "Апатит")

Данные рис. 8 наглядно демонстрируют возможности метода сейсмотомографии контролировать состояние массива, изменяющееся под действием каких-либо внешних причин. Так, по результатам первого цикла измерений (12.07.2007 г.) участок массива характеризуется неоднородной структурой скоростного поля, зона пониженных скоростей продольных волн приурочена к тектоническим нарушениям. Ко времени выполнения второго цикла (14.04.2008 г.) распространение низкоскоростных зон несколько увеличилось, и все они также соответствуют фактическому положению тектонических нарушений. В качестве внешних причин здесь выступают технологические воздействия в процессе отбойки руды в соседних блоках. К третьему циклу измерений (22.12.2008 г.) отбойка руды в соседних блоках была завершена, и, практически, все параметры скоростного поля вернулись к исходному состоянию, которое было зафиксировано на момент измерений первого этапа.

Также на проблемных участках целесообразно периодически проводить георадарные определения. Особую ценность при этом составляет возможность получения первичной инженерно-геологической информации, которая в последующем, при строительстве и эксплуатации трубопровода, будет использоваться как базовая. Для целей подповерхностного зондирования горно-геологических сред на глубину до 300 м возможно применение современных высокотехнологичных георадарных комплексов, в частности Ramac GPR/X3M (рис. 9) и "Лоза 1Н", опыт эксплуатации которых имеется в Горном институте КНЦ РАН (Калашиник и др., 2009).

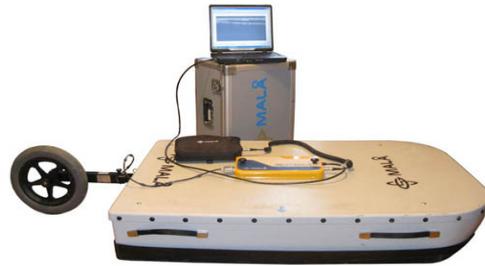


Рис. 9. Георадарный комплекс Ramac GPR/X3M

На рис. 10 в качестве примера приведён один из разрезов подповерхностных структур, полученный методом георадарных исследований.

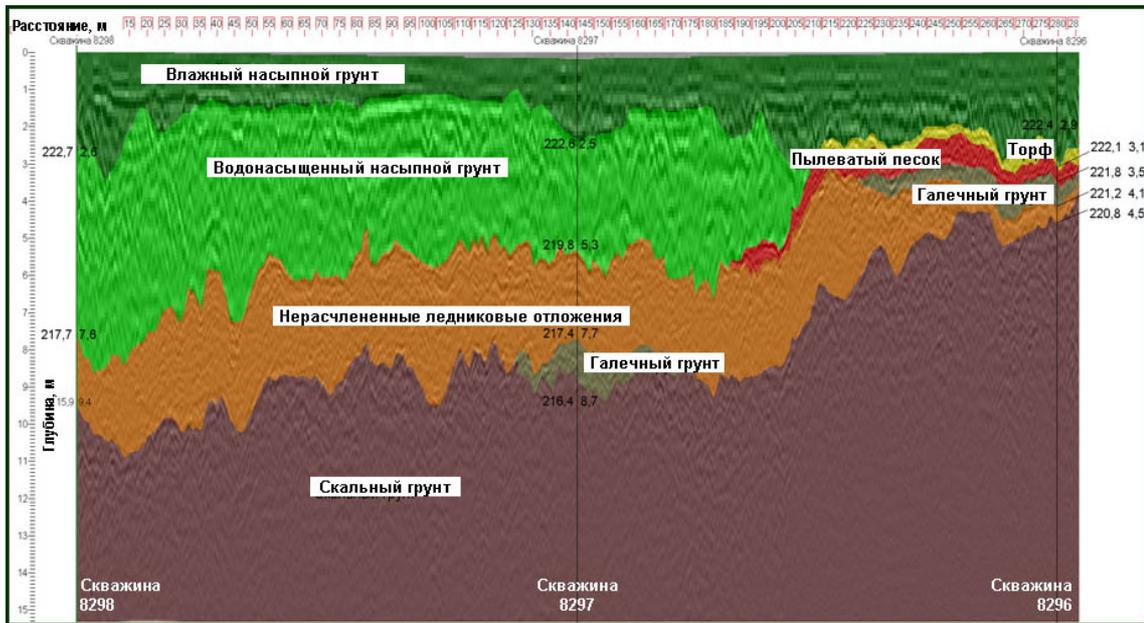


Рис. 10. Геологический разрез по данным георадарного зондирования

## 6. Организация геодинамического мониторинга по трассам проектируемых трубопроводов на территории Кольского полуострова

Территория Кольского полуострова является весьма активной в геодинамическом отношении. Здесь расположены массивы пород, сложенные высокопрочными высокоупругими породами, состояние которых обусловлено действием гравитационно-тектонических полей напряжений. Вместе с тем, массивы интенсивно расчленяются структурными неоднородностями различных рангов от крупных разломов до микротрещиноватости. Вследствие этого для планируемой трассы газопровода "Видяево-Волхов" геодинамический мониторинг целесообразно организовать, практически, по всей трассе в пределах Кольского полуострова, но, в первую очередь, на проблемных геодинамически активных участках региона.

Таковыми проблемными участками являются границы крупных природно-технических систем, сформированные крупномасштабными горнопромышленными комплексами (Оленегорский горнообогатительный комбинат, рудники ОАО "Апатит"). Масштабы горных работ на этих комплексах таковы, что они оказывают существенное влияние на геодинамический режим вмещающей их геологической среды, что выражается в изменении естественного напряжённого состояния земной коры, увеличении деформаций и в повышенной сейсмичности прилегающих районов. Вместе с тем нельзя обойти вниманием и другие предприятия, для которых газопровод может представлять особую опасность в случае его аварийного состояния. К таким предприятиям относятся Туломская ГЭС, Кольская атомная станция, Мончегорский металлургический комбинат. На рис. 11 показаны некоторые из проблемных участков по трассе планируемого газопровода.

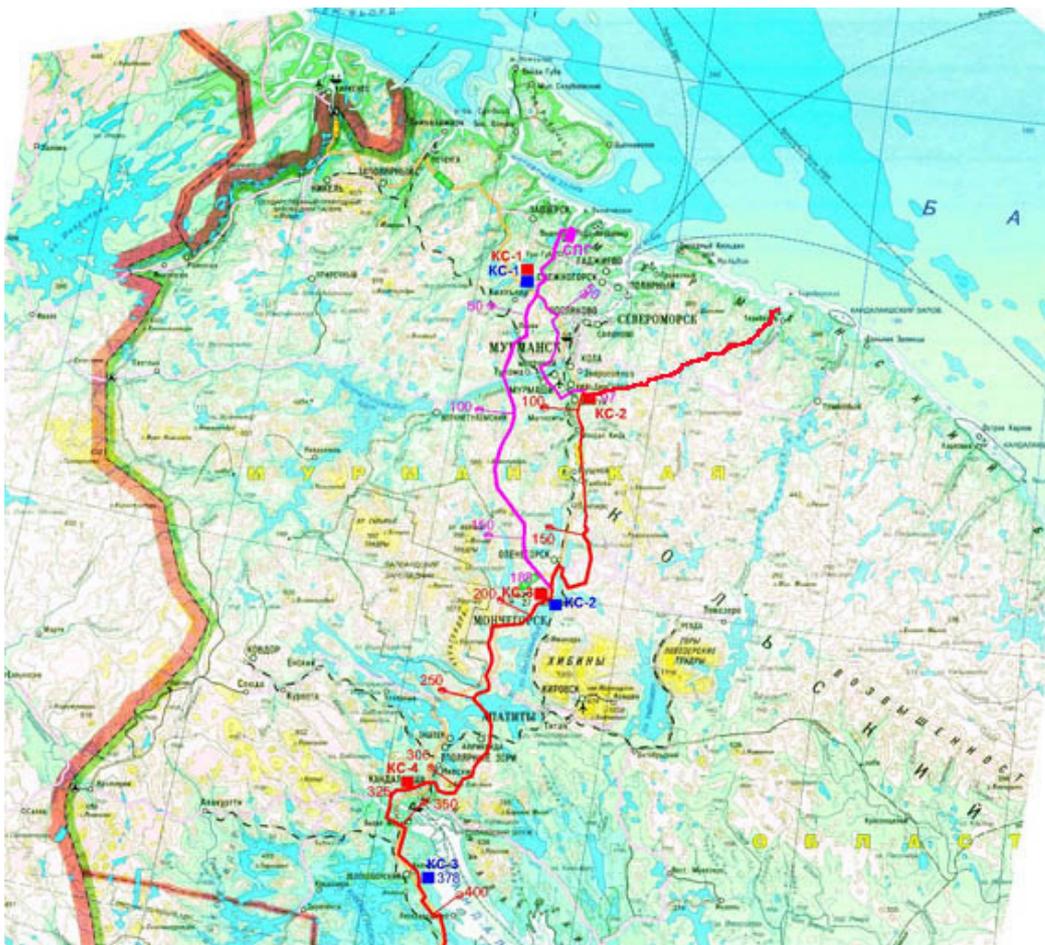


Рис. 11. Варианты трассы газопровода по территории Кольского полуострова

Основные системы геодинамического мониторинга должны войти составной частью в общую проектную документацию и разворачиваться в ходе строительных работ. Основу систем наблюдений должны составить геодезические наблюдения и, в частности, методы космической геодезии. Геодезические методы наблюдений целесообразно, по мере необходимости, дополнять геофизическими методами. Вместе с тем проектируемая система мониторинга должна быть открытой для возможности применения каких-либо новых перспективных методов контроля состояния окружающей среды.

Все фундаментальные пункты должны быть заложены на стадии строительства. К моменту сдачи трубопровода в эксплуатацию все системы мониторинга должны быть полностью готовы к работе, проведены исходные (базовые) наблюдения и разработаны все формы отчётной документации.

По-видимому, в структуре организаций, обеспечивающих эксплуатацию газопровода, должна быть создана специальная группа, основными задачами которой будут проведение мониторинговых наблюдений и обработка получаемых результатов. У этой группы должны быть установлены постоянные контакты и налажен обмен информацией со всеми организациями, выполняющими работы, имеющие отношения к вопросам изменения состояния окружающей среды и, в первую очередь, массива горных пород. Только полный анализ всей информации позволит правильно оценивать состояние сооружения – газопровода, прогнозировать возможные отклонения от нормальной работы, вовремя предпринимать необходимые меры и тем самым обеспечивать его безопасную и эффективную эксплуатацию.

## 7. Заключение

Нефтегазовые объекты и, в частности, магистральные трубопроводы, являются потенциально опасными объектами для окружающей среды, промышленных, гражданских и специальных предприятий и сооружений. Вместе с тем, эти объекты в силу своей протяжённости являются трансрегиональными объектами, безопасность которых должна являться предметом особого внимания.

На Кольском полуострове с вводом в эксплуатацию магистрального трубопровода появится первый подобный объект. Вследствие этого весьма целесообразно именно при решении вопросов организации мониторинга его состояния, фактически, начать работу по организации объединённой общей комплексной системы мониторинга всего Кольского региона, в которую составными частями войдут все наблюдения и работы данного направления, разрозненно выполняемые в настоящий момент различными организациями.

#### Литература

- Savchenko S., Kasparyan E.** The theoretical principles in geomechanical monitoring data processing for a block medium. *Proceeding of the International Geomechanics Conference 11-15 June 2007, Nessebar, Bulgaria*, V1-V8, 2007.
- Абрамов Н.Н., Епимахов Ю.А.** Геофизический мониторинг при строительстве и эксплуатации объектов горнопромышленного комплекса и гидроэнергетики. *Апатиты, КНЦ РАН*, 177 с., 2010.
- Иванов В.В., Бузук Р.В., Сурунов Н.Ф.** Оценка главных компонент деформации блоков земной коры по результатам геодезических измерений ее современных движений. *Вестник КузГТУ*, № 4, с.32-35, 2000.
- Калашник А.И., Запорожец Д.В., Дьяков А.Ю., Демахин А.Ю.** Подповерхностное георадарное зондирование горно-геологических сред Кольского полуострова. *Вестник МГТУ*, т.12, № 4, с.576-582, 2009.
- Комаров С., Санников А., Силантьев О.** Когда главное – безопасность и надёжность. *Нефть России*, № 5, с.49-51, 2008.
- Мельников Н.Н., Калашник А.И.** Шельфовые нефтегазовые разработки: геомеханические аспекты. *Апатиты, КНЦ РАН*, 140 с., 2009.
- Панжин А.А.** Исследование короткопериодных деформаций разломных зон верхней части земной коры с применением систем спутниковой геодезии. *Маркшейдерия и недропользование*, № 2, с.43-54, 2003.
- Панин В.И., Старцев Ю.А.** Сейсмотомографический контроль динамики состояния горных выработок на апатитовых рудниках. *Труды Всерос. (с международным участием) науч. конф. "Комплексные геолого-геофизические модели древних цитов" 28-30 сентября 2009 г., Апатиты, Геологический институт КНЦ РАН*, с.259-263, 2009.
- Петов Н.** Разливанное море разливов. *Нефть России*, № 5, с.77-80, 2009.
- Савченко С.Н., Каспарьян Э.В., Смагина Ю.Г.** Исследование современного напряжённо-деформированного состояния массива горных пород по результатам наблюдений на геодинамических полигонах. *Современные проблемы геодинамической безопасности при освоении месторождений полезных ископаемых. Сб. Записки Горного института. Изд. Санкт-Петербургского горного института (Технического Университета)*, т.188, с.112-116, 2010.

Таблица. Геодинамические и геомеханические исследования по стадиям освоения (вовлечения в эксплуатацию) нефтегазовых месторождений

Стадия	Изыскания			Мониторинг	Мероприятия
	Методы исследований	Результаты	Укрупненный прогноз геодинамических проявлений		
1. Обоснование инвестиций	Сбор, систематизация, анализ инженерно-геологических данных. Аэрофотосъемка, космофотосъемка. Региональные геодинамические исследования. Предпроектное геомеханическое моделирование	Укрупненный прогноз геодинамических проявлений	Не применяется	Не применяются	
2. Технический проект	Наземные геотехнические и геофизические изыскания. Морфоструктурный анализ. Сбор, систематизация, анализ данных о геодинамической и тектонической обстановке. Региональные и зональные геодинамические исследования. Укрупненное геомеханическое моделирование	Уточненные инженерно-геологические и геотехнические данные. Карты и схемы М 1:100000; 1:200000 Геодинамическое районирование Оценка геодинамических рисков	Для выявления фоновых значений	Уточнение или изменение местоположения объекта. Обоснование повышенных защитных технологий и мероприятий	
3. Рабочая документация (рабочий проект)	Детальные наземные геотехнические и геофизические исследования. Контроль современных тектонических движений. Натурное определение напряжённо-деформированного состояния. Контроль современных тектонических движений. Натурное определение ПТС. Детальное геомеханическое моделирование	Детальные инженерно-геологические и геотехнические данные. Количественные параметры деформационных процессов. Банк геодинамических геомеханических данных. Геодинамические и геоэкологические риски по участкам и подсистемам	Системный геодинамический мониторинг в соответствии с районированием, периодичность 1-2 раза/год	Реализуются в инженерных решениях и в проектировании	
4. Период строительства	Детализированные инженерные и геотехнические изыскания. Контроль качества земляных и монтажных работ. Аэрофотосъемка. Геодезические измерения, геофизические определения, визуальные обследования. Детализированное геомеханическое моделирование	Количественные данные и параметры. База геомеханических и геодинамических данных. Детализированные данные по геомеханическим и геодинамическим процессам	Постоянная сеть геодинамического мониторинга. Периодичность: от 1 р./месяц до 2 раз/год	Реализуются при производстве монтажных и земляных работ. В случае необходимости корректируются	
5. Эксплуатационный период	Промысловый и промышленно-технический мониторинг. Геодезические измерения. Геофизические определения. Регулярные (режимные) визуальные обследования. Моделирование локальных геомеханических процессов	Промысловые и промышленно-технические данные. Локальные (зональные) количественные оценки и прогнозы	Постоянный детализированный геодинамический мониторинг	Профилактические Текущие	
6. Постэксплуатационный период	Аэрофотосъемки. Космофотосъемки. Геодезические измерения. Геофизические определения. Визуальное обследование	Данные по геоэкологическому изменению геологической среды	Мониторинг по сокращенной сети пунктов. Периодичность 1 р/год или 1 р/2 года	Мероприятия по ликвидации объектов, рекультивации и реконструкции нарушенных земель и ландшафтов	