
**МЕТОДОЛОГИЯ
И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ**

УДК 550.8.08

**МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО
СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

© 2015 г. С. В. Бехтерев*, А. А. Гинзбург**, А. Б. Манукин*

**Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
Б. Грузинская ул., д. 10, Москва, 123810, Россия. E-mail: amanukin@yandex.ru*

***Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН,
Уланский пер., д.13, стр. 2, Москва, 101000 Россия. E-mail: galab3@geoenv.ru*

Поступила в редакцию 25.06.2014 г.

В статье рассматривается метод определения уровня напряженно-деформированного состояния нефтегазотрубопровода по величине вариаций его радиуса кривизны. Измерения проводятся с помощью чувствительных наклономеров – акселерометров в нескольких точках на потенциально опасных участках трассы. Оснащение трубопроводов такой измерительной системой позволило бы снизить риск аварийных, экологически опасных ситуаций.

Ключевые слова: *нефтегазопровод, мониторинг, наклономерные измерения, деформация, радиус кривизны, механическое напряжение, акселерометр.*

Задача мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтетрубопровода решается многими методами. В первую очередь это геодезические методы наблюдения за перемещением точек трубопровода относительно “неподвижных” реперных точек. При этом с помощью нивелирования удается следить за вертикальными перемещениями трубы относительно реперов, а классические триангуляционные измерения дают возможность получить информацию о ее горизонтальных подвижках. Такие наблюдения обычно проводят в режиме периодических геодезических измерений. Временной интервал между повторными измерениями при этом выбирают в зависимости от сложности и потенциальной опасности конкретного участка трубопровода, он может варьировать от 3–4 месяцев (сезонные наблюдения) до 1–2-х недель в зависимости от активности геологических процессов на этом участке. Это далеко не единственный метод контроля состояния трубопровода. Применяют и многие другие – от периодического визуального осмотра участков трассы нефтепровода до методов аэрокосмических съемок и спутниковой геодезии.

Большое распространение получили методы измерения коэрцитивной силы трубопровода, связанной с механическими напряжениями в материале трубопровода [2].

В последнее время используют профилометр – специальный снаряд, оснащенный большим количеством приборов, который движется внутри трубы, увлекаемый нефтяным потоком [1].

В число приборов наряду с устройствами, позволяющими проводить диагностику состояния трубы в процессе движения снаряда методами ультразвуковой локации, входят акселерометры, с помощью которых инерционными методами удается измерять в конечном итоге координаты осевой линии трубы в пространстве, а значит и её изгибы, приводящие к механическим напряжениям в трубе. Сложности использования профилометров связаны не только с их высокой стоимостью, но и с необходимостью размещать в трубопроводе специальные устройства для запуска снаряда и последующего извлечения его для считывания и обработки записанной информации и практически с невозможностью организации непрерывного мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопровода.

При мониторинге нефтегазопровода необходимо учитывать специфику объекта. Дело в том, что он зачастую пересекает участки со сложными геологическими условиями, в частности по участку с распространением многолетнемерзлых пород. На таких участках не просто найти “неподвижные” точки – реперы, относительно которых можно

было бы вести наблюдения за движением точек трубопровода. Основные процессы, следствием которых может стать изменение напряженно-деформированного состояния трубы, – протаивание грунта и, как следствие, провисание трубы; вспучивание грунта при его промерзании в замкнутом объеме и соответствующие подъем и изгиб трубы. Есть множество других эффектов (проявления карстового процесса, оползни и т.д.), которым подвержены вместе с трубой и “неподвижные” реперные точки.

Неучтенные подвижки самих реперных точек могут породить серьезные ошибки в определении положения точек трубы в пространстве и выводах относительно напряжений в трубе, сделанных на основании этих измерений. Это обстоятельство явилось побудительной причиной поиска других методов, свободных от указанных недостатков.

НАКЛОНОМЕРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ НА ТРУБОПРОВОДЕ

Под действием тех или иных причин, некоторые из которых уже упоминались, труба деформируется. Заманчиво провести измерения в нескольких точках только на самой трубе, по которым можно было бы сделать заключение о деформациях и соответственно о механических напряжениях в ней.

Геологические методы анализа позволяют выделить на трассе нефтепровода участки, на которых с большой вероятностью могут развиваться опасные природные процессы. На этих участках и предлагается сосредоточить инструментальные наблюдения. Надо отметить, что основные деформационные процессы в трубе, связанные, как уже отмечалось, с протаиванием грунта под трубой или вспучиванием при его замерзании, лежат в вертикальной плоскости. Это значит, что деформированная “осевая” линия трубы также в основном лежит в вертикальной плоскости. Измерив какой-либо параметр этой линии в нескольких точках участка, можно было бы, в идеале, восстановить всю линию и вычислить интересующие нас данные для определения напряжений в трубе. Таким параметром может выступать производная по продольной координате деформированной линии трубы.

Идея предлагаемого метода проста: измеряя вариации наклонов вдоль осевой линии трубы в нескольких точках выбранного участка, мы тем самым измеряем производные кривой деформированной трубы в этих точках. Если форма деформированной кривой оси трубы известна,

то по измерениям наклонов участков трубы в нескольких точках можно восстановить кривую оси трубы и затем, пользуясь известным соотношением, получить радиус кривизны R или кривизну $K = 1/R$ в каждой точке рассматриваемого отрезка. Наличие 4-х точек позволяет воспользоваться для моделирования изгиба трубы кривой четвертого порядка. Можно найти участок трубы с максимальной кривизной K , на котором механические напряжения максимальны.

Хорошо известны решения для определения формы прогиба балки разного сечения, в том числе и в виде трубы для разных случаев: балка, опертая на края; балка с заземленными краями, с шарнирным закреплением концов; под действием равномерной или неравномерной нагрузки. Во всех перечисленных случаях форма прогиба – кривая 4-го порядка. В реальном случае, когда труба закопана в землю или, например, даже при протаивании грунта на участке большой протяженности может частично лежать на грунте, форма ее прогиба не всегда будет точно описываться кривой 4-го порядка. Тем не менее и в этом случае можно воспользоваться представлением ее в виде кривой 4-го порядка, поскольку при таких измерениях важна не столько сама форма кривой (хотя кривая 4-го порядка – хорошее приближение к истинной кривой для трубы в грунте), а вариации во времени первой (y') и второй (y'') ее производных, которые определяют изменение напряженного состояния трубы. Кривизна K определяется соотношением [3]:

$$K = \frac{y''}{(1 + (y')^2)^{\frac{3}{2}}}.$$

Начальные измерения служат отправной точкой для выявления динамики развития процессов накопления напряжения во времени. Важна не величина кривизны K , а ее изменения во времени.

Таким образом, методика определения изменения напряженно-деформированного состояния в трубе сводится к измерениям начальных наклонов ее точек (т.е. производных кривой) и с помощью простой процедуры – вычисление постоянных коэффициентов в представлении кривой $y'(x)$ полиномом 3-го порядка:

$$y'(x) = \sum_{i=0}^3 a_i x^{3-i} = a_0 x^3 + a_1 x^2 + a_2 x + a_3.$$

Восстановить кривую $y'(x)$ по нескольким заданным (измеренным) значениям $y'(x_i)$ можно, применив известный метод сплайнов.

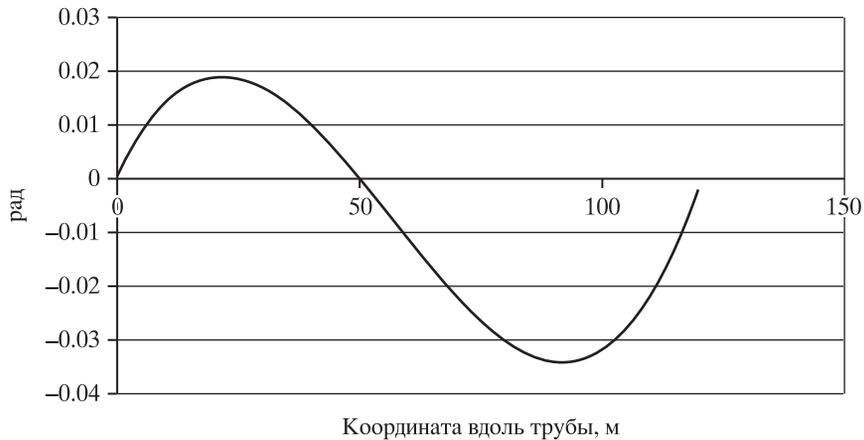


Рис. 1. Наклоны относительно вектора g .

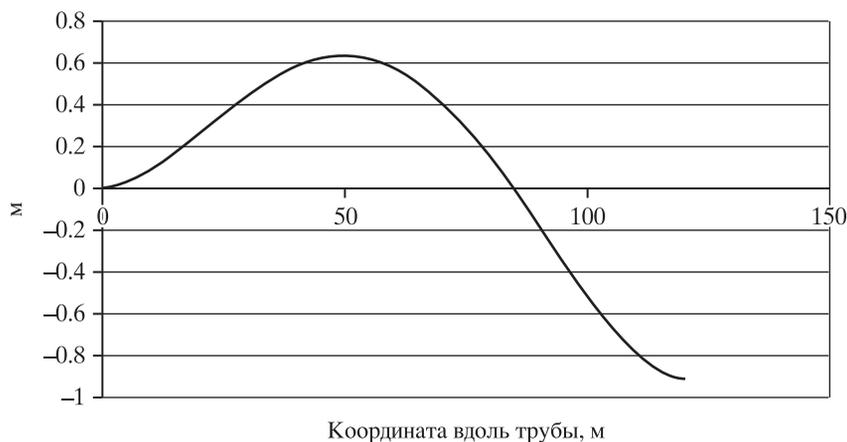


Рис. 2. Вертикальные смещения трубы относительно точки с $x = 0$.

Следующий шаг – вычисление начальной кривизны $K_0(x)$ на этом участке трубы. Через время Δt измерения повторяют, вычисляют $K(x, \Delta t)$, определяют разность $F(x, \Delta t) = K(x, \Delta t) - K_0(x)$ и находят экстремум функции $F_0(\Delta t)$. Эту же операцию повторяют после каждого j -го измерения. Когда $F(x, t \cdot j) > K_{\text{крит}}$ необходимо “зажечь желтый свет”, т.е. обратить внимание на опасное развитие деформационных процессов на данном участке. Если известны радиус трубы r , модуль Юнга материала трубы E , механическое напряжение в трубе определяется соотношением [4]:

$$\sigma = K \cdot E \cdot r.$$

При таком подходе причина появления деформации трубы не так важна: это может быть и провисание трубы из-за протаивания многолетнемерзлых грунтов под ней, вспучивания грунта при его промерзании или иные причины (оползни, карстовые процессы и т.п.). Постоянные измерения помогут определить в дальнейшем и возможную причину появления деформации.

Метод восстановления кривой, $y'(x)$, $y(x)$ и σ можно проиллюстрировать. Выберем в качестве модели кривую 3-го порядка для y' . Тогда, если в 4-х точках $x = 0; 40; 80$ и 120 м, значения y' соответственно $0.001; 0.01; -0.03; -0.002$ (значения производных в четырех точках, отстоящих друг

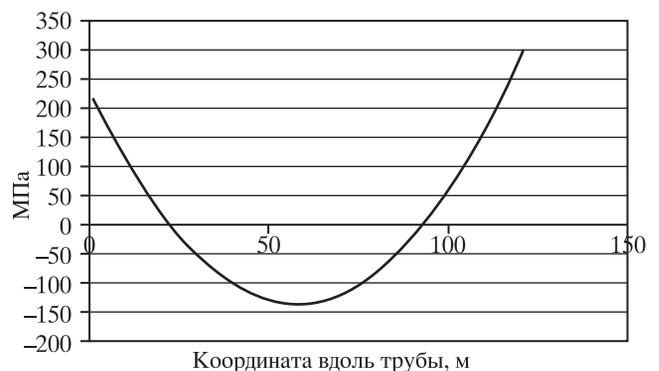


Рис. 3. Механические напряжения.

от друга на 40 м, выбраны произвольно), то кривые наклонов, вертикальных смещений трубы и механических напряжений имеют вид (рис. 1–3). Расчеты сделаны для стальной трубы с модулем Юнга $E = 200$ ГПа диаметром 1.2 м. Из последнего графика видно, что при разнице наклонов трубы между ближайшими точками около 0.03 рад или 1.7 градуса дуги, в трубе возникает механическое напряжение, составляющее около 60% от разрывного ($\sigma_{\text{макс}} = 530\text{--}560$ МПа).

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ СОСЕДНИМИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ТОЧКАМИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

На выбранном потенциально опасном участке трассы нефтепровода необходимо оборудовать несколько точек для измерения вариаций наклонов трубы относительно местной гравитационной вертикали. При этом расстояние между ближайшими измерительными точками должно быть оптимальным, таким, чтобы не пропустить отрезка, где могут возникнуть опасные напряжения, и не расставить точки измерения слишком часто, что может неоправданно увеличить расходы на создание системы мониторинга. Обоснование выбора оптимального расстояния между соседними измерительными точками поясняется на рис. 4.

Пусть между точками А и В произошел изгиб трубы с радиусом кривизны R . При этом первоначальная длина трубы на этом участке $l_0 = 2R \sin(\varphi/2)$. До членов 3-го порядка малости $l_0 = R\varphi - R\varphi^3/24$. После изгиба трубы $l = R\varphi$. Следовательно, $\Delta l = l - l_0 = R\varphi^3/24$. Относительная деформация

$$\xi = \Delta l/l = l^2/24 \cdot R^2. \quad (1)$$

Из закона Гука механическое напряжение в трубе

$$\sigma = E \cdot \xi, \quad (2)$$

где E – модуль Юнга, σ – механическое напряжение. Связь между механическим напряжением в трубе радиуса r при ее изгибе с радиусом кривизны R имеет вид:

$$\sigma = Er/R. \quad (3)$$

Если максимально допустимое напряжение для материала трубы $\sigma_{\text{макс}}$, а запас прочности n , то из (1) и (2) следует:

$$l^2 = 24 \cdot R^2 \cdot \sigma_{\text{макс}}/nE. \quad (4)$$

С учетом (3) получим:

$$l^2 = 24r^2E n/\sigma_{\text{макс}}. \quad (5)$$

При запасе прочности $n = 2$, $E = 200$ ГПа, $\sigma_{\text{макс}} = 530$ МПа оценка для l из (5) составляет

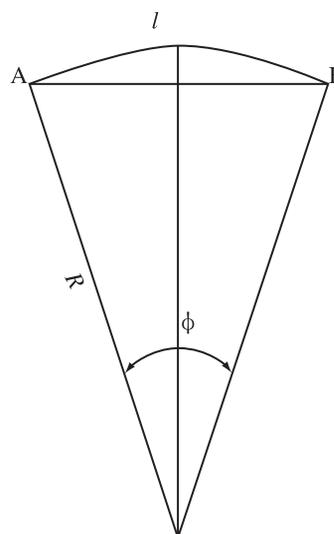


Рис. 4. Выбор оптимального расстояния между соседними измерительными точками.

~ 80 м. Полученное простое соотношение (5), которое можно представить в виде

$$l = 2r \sqrt{\frac{6En}{\sigma_{\text{макс}}}},$$

позволяет оценить оптимальное расстояние между измерительными точками на выбранном конкретном участке трубопровода.

ПРИБОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ УЧАСТКА КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА

В качестве датчика для измерения наклонов трубы могут быть использованы трехкоординатные акселерометры. Информация о наклонах сечения трубы содержится в измеренном значении проекции ускорения свободного падения g на ось чувствительности акселерометра. Теоретически достаточно установить на поверхность трубы однокоординатный акселерометр с горизонтальной осью чувствительности, направленной вдоль оси нефтепровода x . Использование трехкоординатного акселерометра позволяет упростить процедуру первоначальной установки прибора, поскольку наличие 3-х взаимноортогональных осей чувствительности позволяет оценить вариации наклона “точки” трубы без точной юстировки прибора. Наличие поперечной оси чувствительности акселерометра дает возможность оценить деформации трубы типа скручивания, которые могут возникнуть при некоторых воздействиях на нее.

Акселерометр, предназначенный для измерений наклонов трубы, обладает динамическим диапазоном около 100 дБ, что позволяет вести измерения в диапазоне 10^{-5} –1g. Это означает возможность измерения наклонов с чувствительностью 10^{-5} рад или ~ 2 угл. сек в диапазоне до 90 угл. градусов.

Важная характеристика акселерометра – его частотный диапазон. Те акселерометры, которые предполагается использовать в системе мониторинга напряженно-деформированного состояния трубы, имеют широкий частотный диапазон: от квазистатического (область измерения медленных наклонов трубы) до сотен герц. Высокочастотная область может быть использована для получения информации об инерционных воздействиях на трубу, прежде всего сейсмического или техногенного.

Измерение сейсмических колебаний непосредственно на трубе обладает бесспорным преимуществом по сравнению с измерением сейсмических колебаний на основаниях, установленных вблизи от нее на поверхности земли. Наиболее опасны для трубы продольные колебания, которые могут вызвать опасные ускорения в ней. Для оценки опасности сейсмических колебаний по измерениям вне трубы необходимо вводить так называемый коэффициент заземления, т.е. другими словами коэффициент связи поверхности трубы с грунтом для оценки величины ускорений на трубе. С помощью акселерометров измеряют сами ускорения на трубе, что повышает их достоверность.

Измерение вариаций со временем спектра колебаний трубы по акселерометрическим наблюдениям позволяет получить еще один независимый источник информации об изменении состояния трубы. Спектр колебаний, измеряемый акселерометрами, будет окрашен собственными частотами трубы на данном участке. Изменение контакта трубы с грунтом, изменение длины провисания и т.п. должны отразиться на изменении спектра выходного сигнала.

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ОШИБОК ПРИ ИЗМЕРЕНИИ НАКЛОНОВ ТРУБЫ С ПОМОЩЬЮ АКСЕЛЕРОМЕТРОВ

Поскольку механическое напряжение в деформированной трубе $\sigma = KrE$, то ошибки в оценке его изменения целиком связаны с ошибкой определения K . Эта ошибка, в свою очередь, связана с погрешностью измерения y' . Ошибка измерения y' определяется:

- температурной нестабильностью датчика акселерометра;
- динамическим гравиинерциальным воздействием, т.е. переменными ускорениями,

которые связаны с уровнем сейсмичности и техногенным воздействием, в частности с возможным неламинарным течением нефти; • дрейфом “0” прибора. Это, вероятно, главный источник ошибок при проведении долговременных измерений.

Прежде чем провести анализ ошибок, оценим максимально допустимую ошибку в определении y' . Эта ошибка обусловлена минимальным изменением кривизны трубы, которое мы хотим зафиксировать. Так, если минимальное изменение кривизны, которое мы не хотим пропустить, составляет $0.1K_{\text{макс}}$, то $\Delta y' = l \cdot 0.1K_{\text{макс}}/2$, где l – расстояние между измерительными точками в метрах. При $l=80$ м, максимальная ошибка в определении составляет $\sim 10^{-2}$ рад.

Такой уровень ошибок позволяет в принципе выявлять процессы накопления деформации, приводящие к напряжениям, составляющим 0.1 от максимального. Может быть, имеет смысл вести измерения и на более высоком уровне чувствительности, что позволит заметить нежелательные процессы на начальной стадии их развития.

Температурный коэффициент акселерометра γ в линейном приближении определяет зависимость выходного сигнала a от температуры в виде $a = a_0(1 + \gamma \cdot (t - t_0))$, где a_0 – ускорение, измеренное при температуре t_0 . При параллельном измерении температуры можно практически снизить эту ошибку до уровня 10^{-5} g или 10^{-5} рад при измерении наклонов основания прибора.

Присутствие относительно высокочастотного инерционного шума приводит к тому, что увеличивается ошибка каждого измерения. Так, если спектральная плотность мощности инерционного шума в окрестностях 1 Гц составляет $2 \cdot 10^{-3} \text{ см}^2 \cdot \text{с}^{-4} \text{ Гц}^{-1}$, то в полосе частот 1 Гц ошибка в измерении наклона составит $\sim 4 \cdot 10^{-5}$ рад.

Собственный дрейф прибора определяется в основном дрейфовыми процессами в его упругом элементе. Из гравиметрии хорошо известны дрейфовые характеристики приборов с упругими элементами из разных материалов. В частности, материалы типа бериллиевой бронзы (Бр-Б2) обеспечивают дрейф не более 10^{-6} g/сут. Это значит, что если действующее ускорение по горизонтальным осям чувствительности прибора 0.1g (неточность начальной установки), то суточный дрейф порядка 10^{-7} g/сут. Следовательно, ошибка в 0.005g может накопиться за $5 \cdot 10^4$ сут, это очень большая величина (около 150 лет). Однако поскольку дрейф может быть нелинейным во времени, проходить скачками, эта оценка может существенно измениться. Для получения необходимой информации требуются специальные

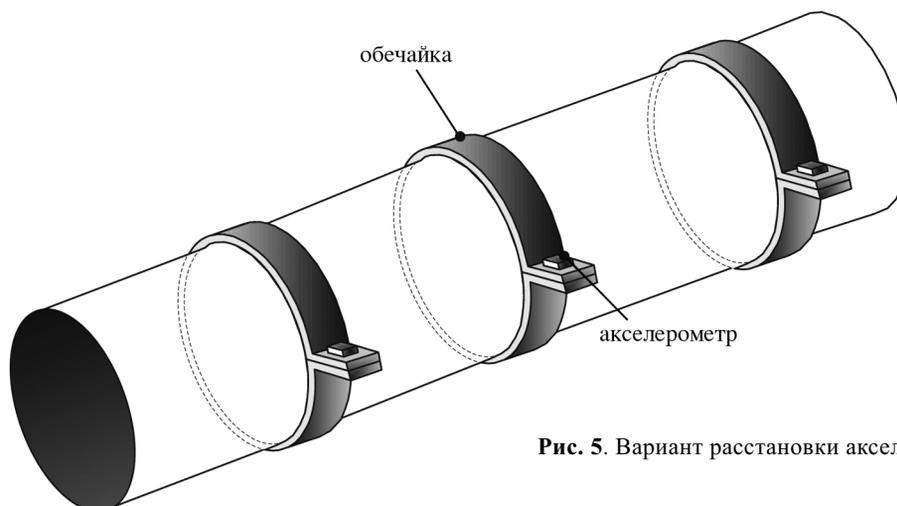


Рис. 5. Вариант расстановки акселерометров.

испытания акселерометров на долговременную стабильность (дрейф нуля прибора).

Приведенный рис. 5 поясняет возможный вариант расстановки акселерометров с помощью обечайек на выбранном заранее участке трубопровода, где в первую очередь могут развиваться нежелательные опасные деформационные процессы. Участок комплексного контроля напряженно-деформированного состояния трубопровода должен быть дополнен глубинными реперами и системой контроля вариаций метеопараметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный метод определения уровня напряженно-деформированного состояния нефтегазотрубопровода по величине вариаций его радиуса кривизны позволяет зафиксировать начало развития нежелательных процессов. Применение этой методики вместе с организацией параллельных измерений вариаций метеопараметров

позволило бы создать систему мониторинга для своевременного прогнозирования возможных катастроф на экологически опасных объектах, к которым безусловно относятся и магистральные нефте-газотрубопроводы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бакурский Н.Н., Бакурский А.Н., Антипов Б.Н., Егоров И.Ф. и др. Патент РФ № 2390769. Устройство для контроля геометрических параметров трубопровода // Бюл. "Изобретения. Полезные модели" № 15. Опубликовано 27.05.2010 г.
2. Бахарев М.С. Разработка методов и средств измерения механических напряжений на основе необратимых и квазиобратимых магнитоупругих явлений // Автореф. дис. докт. техн. наук 05.11.13. Тюмень. 2004. 32 с.
3. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся ВТУЗов. М.: Наука, 1986. 547 с.
4. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теория упругости. М.: Наука, 1965. 257 с.

METHOD OF MEASURING STRESS-STRAIN STATE OF OIL AND GAS PIPELINES

S. V. Bekhterev*, A. A. Ginzburg*, A. B. Manukin**

*Schmidt Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, B. Gruzinskaya ul. 10, Moscow, 123810 Russia. E-mail: amanukin@yandex.ru

**Sergeev Institute of Environmental Geoscience, Russian Academy of Sciences, Ulanskii per. 13, bld. 2, Moscow, 101000 Russia. E-mail: galab3@yandex.ru

The article discusses the method of determining the stress-strain state of oil and gas pipelines according to the largest variation of its curvature radius. Measurements are performed with sensitive tiltmeters, i.e., accelerometers, placed in several points of potentially dangerous sections of the route. Pipeline equipment with such a measuring system would reduce the risk of accidents and environmentally hazardous situations.

Keywords: oil and gas pipelines, monitoring, tiltmetric measuring, deformation, curvature radius, mechanical stress, accelerometer.