

УДК 622.691.4:681.518.5

Опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга технического состояния компрессорной станции

М.М. Адмакин^{1*}, М.Г. Полетаев¹, С.В. Романов², Д.М. Ляпичев^{1,3}, В.В. Кольцова¹

¹ АО «Газпром оргэнергогаз», Российская Федерация, 115304, г. Москва, ул. Луганская, д. 11

² ООО «Газпром трансгаз Казань», Российская Федерация, 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

³ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

Тезисы. Технологии автоматизированного мониторинга технического состояния являются перспективным средством повышения уровня надежности и безопасности газотранспортных систем, что достигается благодаря переходу от периодического к непрерывному контролю, исключению человеческого фактора, прогнозированию срока безопасной эксплуатации объекта по фактическому техническому состоянию.

До настоящего времени методология применения систем мониторинга не стандартизирована и не унифицирована, что обуславливает необходимость проведения комплекса исследований в области проектирования, разработки, внедрения и эксплуатации таких систем. В статье проанализирован опыт эксплуатации одной из внедренных систем мониторинга. Описана структура системы. Рассмотрены результаты работы отдельных измерительных подсистем. Озвучены проблемные вопросы, способы их решения и перспективы развития.

Внедрение технологий автоматизированного мониторинга технического состояния трубопроводов, технических устройств, фундаментов зданий и сооружений – перспективный путь повышения уровня надежности и безопасности газотранспортных систем [1, 2]. Кроме того, постоянное ускорение темпов цифровизации всех отраслей мировой промышленности обуславливает острую необходимость разработки и внедрения отечественных технологий в области создания и применения цифровых двойников нефтегазовых объектов, что возможно только при достижении полноты и достоверности информации о текущем состоянии объектов, а также оперативности ее получения.

Вместе с тем внедрение автоматизированных систем мониторинга технического состояния трубопроводов, технических устройств, фундаментов, зданий и сооружений (далее – систем мониторинга) на объектах газовой промышленности требует совершенствования существующей нормативной и методологической базы в области технического диагностирования. Несмотря на значительное количество различных систем мониторинга параметров технического состояния, эксплуатируемых в составе газотранспортных систем, до настоящего времени методология их применения не до конца разработана, что обуславливает необходимость проведения комплекса исследований в области разработки, проектирования, пуско-наладки, эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания таких средств контроля.

В рамках комплекса исследований проанализирован опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга, разработанной совместно ведущими отечественными научными организациями и производственными предприятиями (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, КНИТУ, АО «Газпром оргэнергогаз», ООО «Газэнергоэкспертиза» и др.).

Объект и методы исследования

Комплексная система мониторинга является автоматизированной системой 4-го поколения, имеет независимую двухуровневую модульную структуру: верхний уровень представлен программно-аппаратным комплексом, реализующим сбор, обработку,

Ключевые слова: система мониторинга, техническое диагностирование, напряженно-деформированное состояние, волоконно-оптические датчики, спутниковое позиционирование, обработка данных.

анализ и отображение данных посредством человеко-машинного интерфейса; нижний уровень содержит набор измерительных подсистем.

Комплексная система мониторинга имеет адаптивную структуру, построение которой осуществляется применительно к конкретному объекту мониторинга. В данном случае в состав нижнего уровня системы мониторинга включены следующие подсистемы:

- измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе роботизированного тахеометра и отражающих элементов;
- измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений на базе глобальной навигационной спутниковой системы позиционирования;
- контроля углов наклона несущих конструкций укрытий газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на базе волоконно-оптических инклинометров;
- контроля деформации подземных трубопроводов на базе волоконно-оптических датчиков деформации.

На основании предварительной оценки возможной динамики изменения диагностических параметров определены нижние пороги частоты измерений для каждой подсистемы, после чего реализован график замеров с частотой, на порядок превосходящей пороговую. Частота измерения координат точек мониторинга составила одно измерение раз в 4 ч для подсистемы на базе роботизированного тахеометра, три измерения в час для подсистемы контроля углов наклона, одно измерение в минуту для подсистемы контроля деформаций.

Обработка и анализ данных, получаемых измерительными подсистемами, а также оценка параметров, характеризующих техническое состояние объекта, осуществляется на базе разработанной центральной многопараметрической математической модели (ЦМММ) [3]. Единая численная математическая модель трубопроводной обвязки реализована методом конечных элементов в балочно-трубной постановке, а единая численная математическая модель укрытия ГПА – в балочно-рамной постановке.

Работа системы анализировалась за весь период ее эксплуатации – с февраля 2019 г. по настоящее время. В рассматриваемом периоде инцидентов и аварийных отказов на объекте мониторинга не было, режим работы объекта

изменялся штатно в соответствии с заданиями производственно-диспетчерских служб. Также не зафиксированы отказы программного обеспечения и оборудования системы мониторинга. Таким образом, были обеспечены непрерывный контроль и мониторинг параметров технического состояния, а также накопление необходимого для анализа массива данных. Накопленный массив данных анализировался с применением общепризнанных методов статистического и регрессионного анализа.

Результаты наблюдений

Подсистема контроля деформации подземных трубопроводов. За анализируемый период деформации подземных трубопроводов находились в рамках допустимых значений, соответствующих проектным нагрузкам и воздействиям на трубопроводы.

Для оценки достоверности информации, получаемой от измерительной подсистемы, осуществлялось сравнение значений кольцевых напряжений металла труб, определенных по измеренным деформациям и рассчитанных по «котельной» формуле по данным автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Расхождение значений за период наблюдений не превысило 5 %, что свидетельствует о стабильной и качественной работе измерительной подсистемы. На рис. 1 и 2 показаны графики изменения кольцевых напряжений, на рис. 1 также приведен расчетный уровень напряжений по «котельной» формуле, рассчитанный на основе данных о давлении АСУ ТП. За весь период измерений были выявлены колебания кольцевых и продольных напряжений с малой амплитудой на рабочих режимах, а также зафиксированы падения уровня напряжений вследствие остановки цеха (см. рис. 2).

Подсистема измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений осуществляла мониторинг координат точек зданий, сооружений и трубопроводов (рис. 3) методом лазерной дальнометрии с помощью роботизированного тахеометра, установленного в специально разработанном климатическом шкафу, обеспечивающем измерения во всем диапазоне температур эксплуатации объекта мониторинга. Результаты измерений за весь анализируемый период показывают, что координаты точек мониторинга не выходили за пределы допустимого

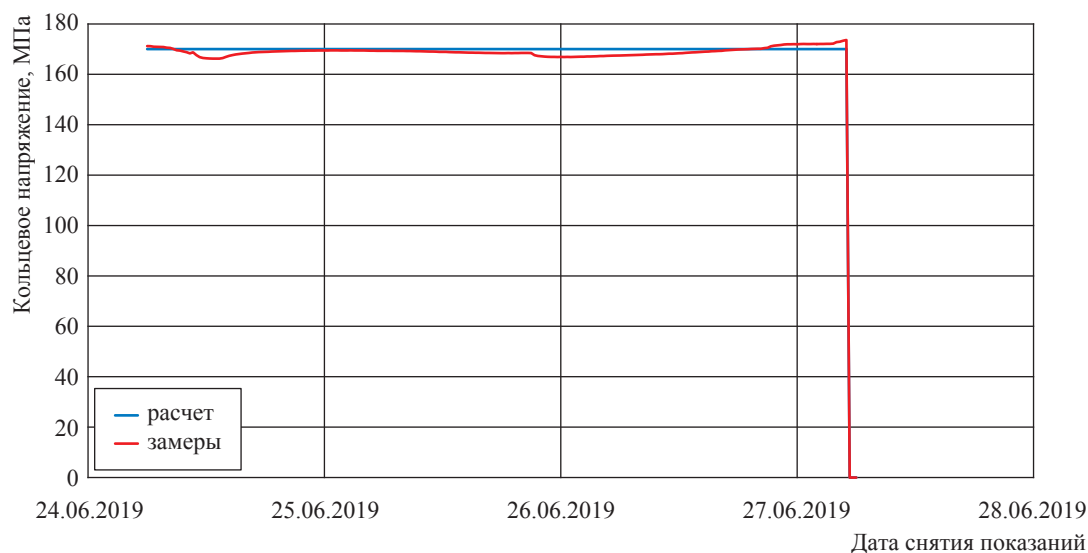


Рис. 1. Расчетный и измеренный графики изменения кольцевых напряжений в период с 24.06.2019 по 28.06.2019

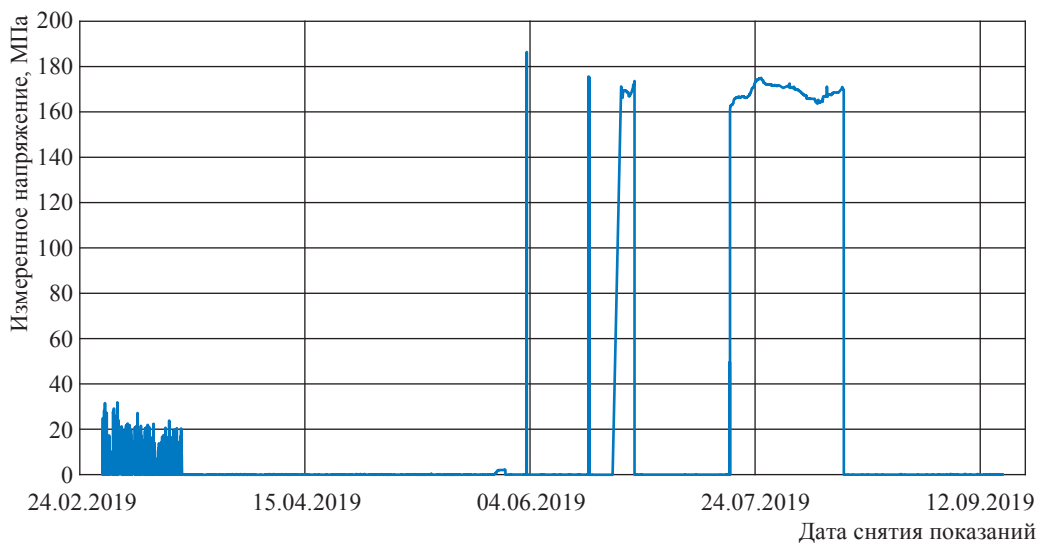


Рис. 2. График изменения кольцевых напряжений в период с 01.03.2019 по 16.09.2019

диапазона, определенного по результатам моделирования объекта на основании действующих нормативных документов.

Наглядно иллюстрируют возможности данной подсистемы результаты оценки перемещения точки 1.1, расположенной на обвязке ГПА. На рис. 4 приведены графики перемещений данной точки, замеренных в течение длительного периода (свыше 6 месяцев). Видно, что все компоненты перемещений u_x , u_y , u_z (ортогональные проекции точки на оси системы координат) переменны во времени, при этом амплитуда перемещений не превышает 0,03 м.

Отдельного внимания заслуживает зафиксированное изменение вертикальных

перемещений точки 1.1 в течение года (рис. 5). В весенний период данная точка на обвязке движется вверх, что обусловлено температурным расширением трубопроводов и подвижками грунта. Осенью 2018 г. положение точки нестабильно вследствие проводимых на станции земляных работ в непосредственной близости от наблюдаемой обвязки.

Отдельно стоит отметить выявленные суточные колебания показаний (рис. 6, 7). Система стабильно фиксирует некоторые суточные колебания перемещений, причем как в 2018 г., так и год спустя – в 2019 г. Причинами подобных колебаний являются изменения дневной и ночной температур и технологические

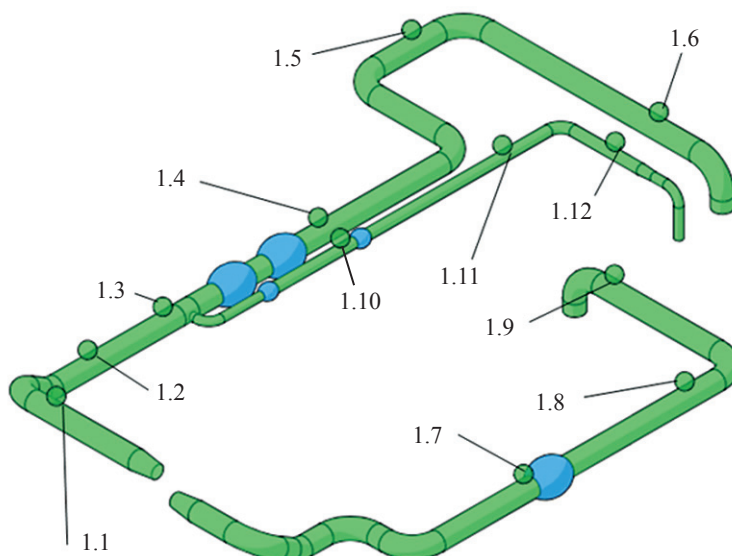


Рис. 3. Схема расположения точек мониторинга

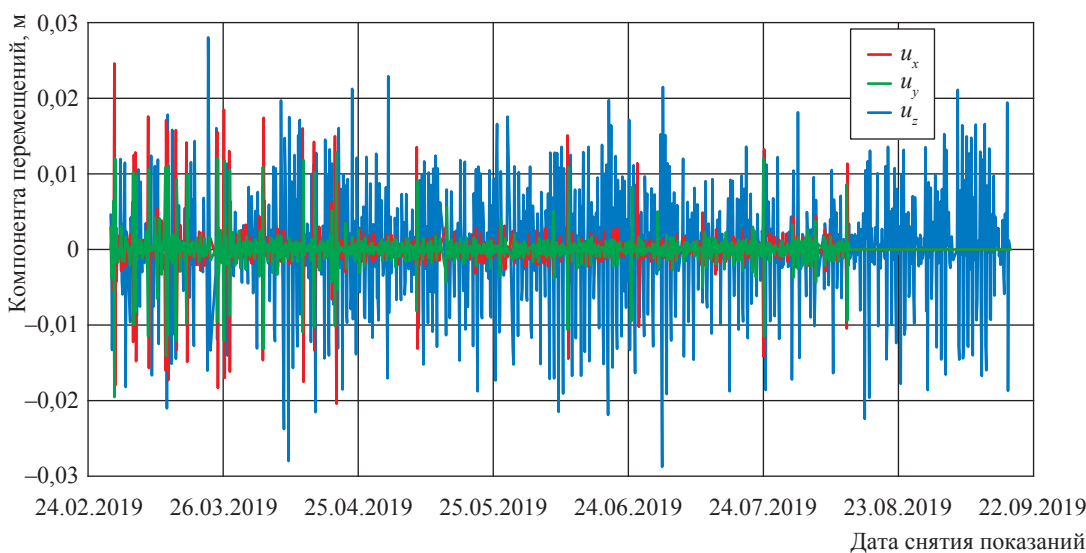


Рис. 4. Пример графиков изменения во времени компонент перемещений точки мониторинга 1.1 (см. рис. 3) на длительном интервале наблюдений

факторы, которые требуют дополнительного изучения.

Подсистема контроля углов наклона несущих конструкций укрытий ГПА. На рис. 8 представлен график изменения углов, измеренных одним из инклинометров, установленных на колонне укрытия ГПА длиной 13 м. В соответствии с нормативной документацией отклонение от вертикального положения для колонны данной длины не должно превышать $0,052^\circ$. Результаты измерений показали, что выявленные отклонения не превышают допустимых, колонна укрытия ГПА-2 не испытывает предельных нагрузок.

Обсуждение результатов

Анализ практики эксплуатации показывает, что рассматриваемая система мониторинга позволяет фиксировать диагностические параметры в режиме реального времени, а также выполнять их оценку несколькими способами (детерминистическим моделированием с использованием вероятностных и статистических методов и т.д.).

Преимуществом рассматриваемой системы служит реализованный алгоритм обработки данных, который предполагает применение измеренных параметров в качестве граничных условий системы дифференциальных уравнений и дальнейшее ее решение численными

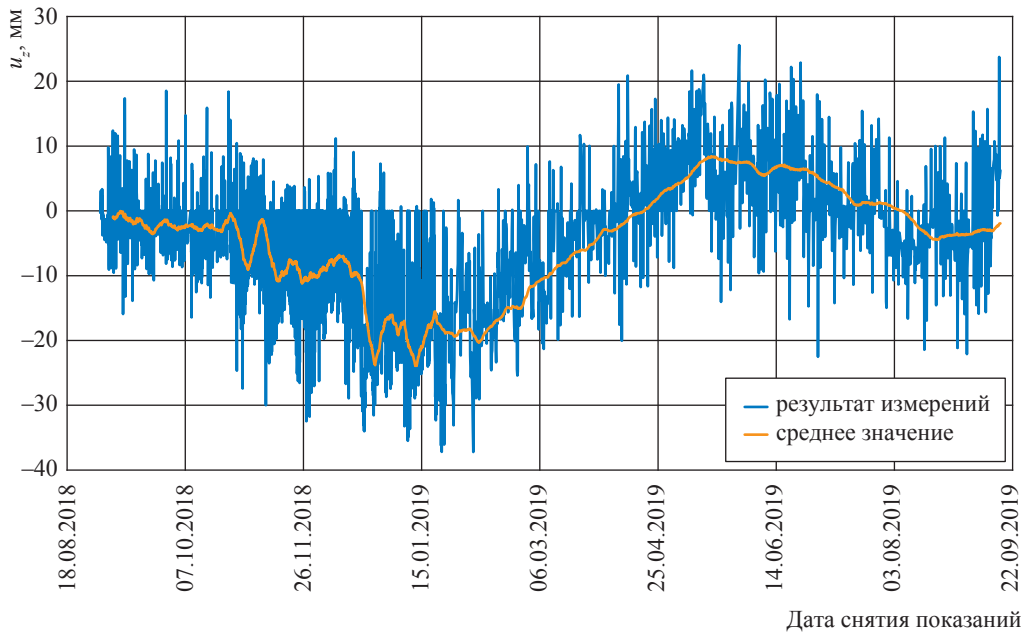


Рис. 5. Вертикальные перемещения точки 1.1 (см. рис. 3) и результат их аппроксимации на длительном интервале наблюдения

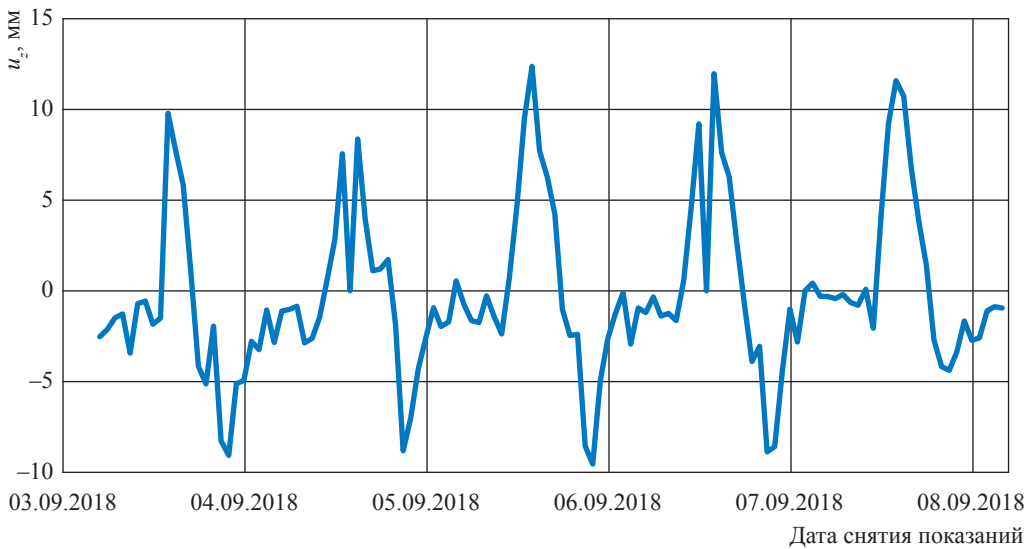


Рис. 6. Вертикальные перемещения точки мониторинга 1.1 за 5-дневный интервал в сентябре 2018 г.

методами. Следует отметить, что такой подход используется при создании цифровых двойников объектов. Это позволяет утверждать: указанная система является одной из первых промышленных реализаций данной технологии на отечественных объектах нефтегазового комплекса.

При эксплуатации систем мониторинга в штатном режиме накапливается значительный объем данных, для обработки которого необходимы современные алгоритмы интеллектуального анализа данных (*англ.* data mining).

Тем не менее результаты анализа полученных данных показывают, что применение класса моделей, предполагающих «обучение с учителем», затруднено, так как объекты мониторинга не могут быть намеренно приведены в предаварийное или аварийное состояние, а вероятность непреднамеренного перехода в предельные состояния слишком низка для практического обучения таких моделей.

Данная техническая проблема может быть решена путем моделирования аварийных

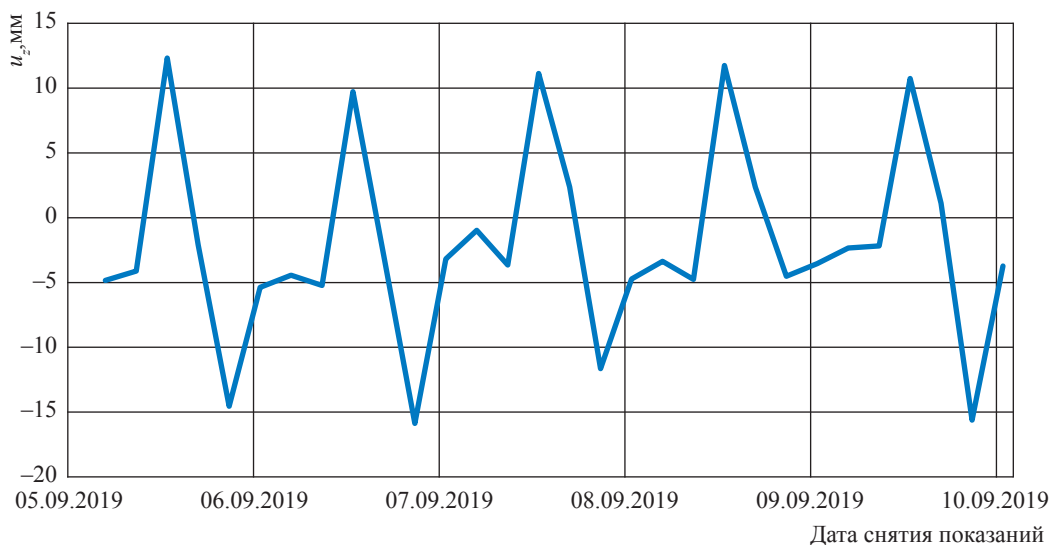


Рис. 7. Вертикальные перемещения точки 1.1 за 5-дневный интервал в сентябре 2019 г.

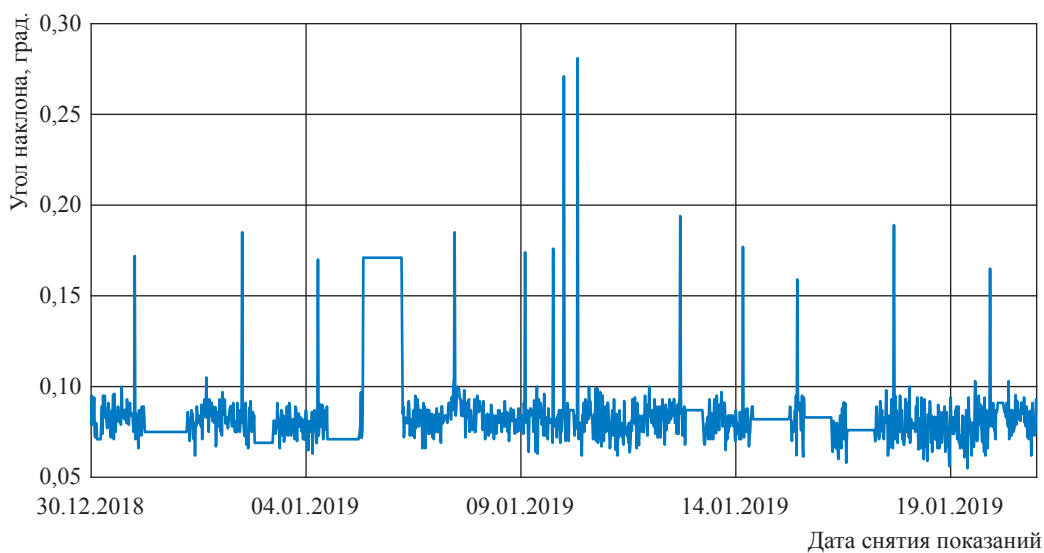


Рис. 8. Изменение угла наклона колонны укрытия ГПА-2 за 3-недельный интервал наблюдений (измерения инклинометром)

сценариев с помощью цифрового двойника, что позволит получить расчетные показания диагностических параметров, которые могут быть использованы в качестве обучающих примеров.

Также результаты измерений показали наличие комплекса нестационарных процессов,

потенциально влияющих на техническое состояние зданий, сооружений и технических устройств, что требует проведения дальнейших исследований в области оценки фактических характеристик прочности длительно эксплуатируемых конструкций нефтегазовых объектов.

Список литературы

1. Будзуляк Б.В. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий / Б.В. Будзуляк, А.С. Лопатин, Д.М. Ляпичев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 11. – С. 21–26.
2. Будзуляк Б.В. Автоматизированная система мониторинга напряженно-деформированного состояния критических участков трубопроводных систем / Б.В. Будзуляк, И.А. Гольдзон, А.П. Завьялов и др. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 10. – С. 12–16.
3. Житомирский Б.Л. Применение комплексного подхода к разработке автоматизированных систем мониторинга технического состояния трубопроводов и оборудования компрессорных станций / Б.Л. Житомирский, Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин и др. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 12. – С. 30–33.

Practices in operating a complex system for monitoring technical status of compressor plants

M.M. Admakin^{1*}, M.G. Poletayev¹, S.V. Romanov², D.M. Lyapichev^{1,3}, V.V. Koltsova¹

¹ Gazprom Orgenergogaz JSC, Bld. 11, Luganskaya street, Moscow, 115304, Russian Federation

² Gazprom Transgaz Kazan, Bld. 41, Adelya Kutuya street, Kazan, Republic of Tatarstan, 420073, Russian Federation

³ Gubkin University, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

Abstract. Techniques aimed at automated monitoring of the technical status of equipment are the promising means of reliability and safety improvement for gas transportation systems. Such advantages could be achieved through conversion from the periodical control to the continuous one, exclusion of the human factor, and prediction of the safe operation time for a facility according to its factual technical status.

Up to now, an application concept for monitoring systems has not been standardized and unified yet. That is why it is necessary to carry out the complex studies on design, working out, implementation and operation of the named systems. This article examines work of an implemented monitoring system. Authors describe a structure of the system, and the results of work of the individual measuring subsystems. They also reveal the bottleneck issues, the ways to settle them, and the outlooks for further development.

Keywords: monitoring system, technical diagnostics, stress-strain behavior, optical fiber sensor, satellite-based positioning, data processing.

References

1. BUDZULYAK, B.V., A.S. LOPATIN, D.M. LYAPICHEV. Technical diagnostics of equipment and pipelines at oil-gas facilities using innovative technologies [Tekhnicheskoye diagnostirovaniye oborudovaniya i truboprovodov obyektov neftegazovogo kompleksa s primeneniyyem innovatsionnykh tekhnologiy]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2019, no. 11, pp. 21–26. ISSN 0132-2222. (Russ.).
2. BUDZULYAK, B.V., I.A. GOLDZON, A.P. ZAVYALOV, et al. Automated system for stress-strain behavior monitoring at safety-critical sections of pipeline systems [Avtomatizirovannaya sistema monitoring napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya kriticheskikh uchastkov truboprovodnykh sistem]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2018, no. 10, pp. 12–16. ISSN 0132-2222. (Russ.).
3. ZHITOMIRSKIY, B.L., D.M. LYAPICHEV, M.M. ADMAKIN, et al. Complex approach to designing automated systems for monitoring technical status of pipelines and equipment of compressor plants [Primeneniye kompleksnogo podkhoda k razrabotke avtomatizirovannykh sistem monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya truboprovodov i oborudovaniya kompressornykh stantsiy]. *Avtomatizatsiya, Telemekhanizatsiya i Svyaz v Neftyanoy Promyshlennosti*, 2018, no. 12, pp. 30–33. ISSN 0132-2222. (Russ.).