

# ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК ЛИНИЙ АДсорбЦИИ УПГТ КС «ПОРТОВАЯ»

УДК 621.643

**В.А. Середенок**, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), s.Tretyakova@adm.gazprom.ru  
**В.Н. Сивоконь**, ОАО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (Санкт-Петербург, РФ),  
ltg@spb.ltg.gazprom.ru  
**С.И. Сайченко**, ОАО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» (Санкт-Петербург, РФ),  
ltg@spb.ltg.gazprom.ru  
**Б.Л. Житомирский**, к.т.н., профессор, ОАО «Оргэнергогаз» (Москва, РФ),  
oeg@oeg.gazprom.ru  
**А.В. Сорокин**, ОАО «Оргэнергогаз» (Москва, РФ), oeg@oeg.gazprom.ru  
**М.М. Адмакин**, ОАО «Оргэнергогаз» (Москва, РФ), oeg@oeg.gazprom.ru  
**М.Г. Полетаев**, ОАО «Оргэнергогаз» (Москва, РФ), oeg@oeg.gazprom.ru

**Известно, что уровень надежности сложных инженерных систем закладывается на начальном этапе их жизненного цикла – при проектировании. Ошибки, допущенные на данном этапе, при эксплуатации объектов могут привести не только к значительным материальным затратам эксплуатирующей организации, но и к человеческим жертвам.**

**Тем не менее действующие проектные нормы, большая часть которых базируется на подходах, заложенных в середине прошлого века, не всегда позволяют обеспечить требуемый уровень надежности современных высокотехнологичных объектов даже при условии полного соблюдения всех их требований.**

**Для обеспечения высокого уровня надежности таких объектов наряду с плановым совершенствованием нормативной базы в ПАО «Газпром» установлена обязательная процедура дополнительной экспертизы проектных решений на предмет обеспечения статической и динамической прочности.**

**В настоящей статье приводятся результаты анализа особенностей проектного исполнения технологических трубопроводов линий адсорбции установки подготовки газа к транспорту (УПГТ) КС «Портовая», выявленных в процессе эксплуатации УПГТ в 2014–2015 гг.**

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТА, ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТА НА СТАТИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ, ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ, НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ, ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ, ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, ОЦЕНКА РЕСУРСА, МЕТОД КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ.

Установка подготовки газа к транспорту (УПГТ) разработки фирмы Siirtec Nigi (Италия) является технически сложным объектом газотранспортной системы и предназначена в основном для обеспечения требуемых параметров газа по влажности, компонентному составу (чистоте), предъявляемых зарубежными потребителями (рис. 1).

Внутри УПГТ товарный газ проходит очистку в фильтрах и сепараторах, а также осушку в адсорберах, заполненных сорбентом

(силикагелем). Технологически процесс очистки и осушки газа в УПГТ проводится на блоках входных и выходных фильтров, а также на четырех линиях адсорбции.

Главная особенность функционирования всех элементов УПГТ – наличие значительных циклических термодформаций, связанных с ее технологическим режимом работы, который предусматривает необходимость периодической (с циклом в 500 минут) осушки сорбента в адсорберах газом регенерации, нагретым до

288 °С. В результате отдельные участки трубопроводов в процессе работы имеют линейное расширение до 4 мм/м.

По результатам диагностических работ, проведенных на КС «Портовая» в 2014–2015 гг., на всех 4 линиях адсорбции УПГТ были выявлены:

- осевые смещения (до 200 мм) хомутовых скользящих опор Ду500 на нагретых участках трубопроводов газа рециркуляции;
- непроектные вертикальные перемещения трубопроводов

**Seredenok V.A.**, Gazprom, PJSC (Saint Petersburg, RF) V.Seredenok@adm.gazprom.ru  
**Sivokon V.N.**, Gazprom Transgaz Sankt Peterburg, OJSC (Saint Petersburg, RF), svn@spb.lt.gazprom.ru  
**Saychenko S.I.**, Gazprom Transgaz Sankt Peterburg OJSC (Saint Petersburg, RF), ssi@spb.lt.gazprom.ru  
**Zhitomirsky B.L.**, Ph.D. in Engineering Science, Professor, Orgenergogaz, OJSC (Moscow, RF), zhitomirsky@oeg.gazprom.ru  
**Sorokin A.V.**, Orgenergogaz, OJSC (Moscow, RF), lenoeg.sorokin@oeg.gazprom.ru  
**Admakin M.M.**, Orgenergogaz, OJSC (Moscow, RF), lenoeg.admakin@oeg.gazprom.ru  
**Poletaev M.G.**, Orgenergogaz, OJSC (Moscow, RF), lenoeg.poletaev@oeg.gazprom.ru

### **Peculiarities of the design of process pipe manifolds of adsorption lines of the fuel gas system station – compressor station Portovaya**

It is well known that the foundation for the safety level of complex engineering systems is laid at the initial stage of their life cycle, i.e. during design. Errors made at this stage can during operation lead not only to significant material expenses incurred by the operating organization, but to fatalities as well.

Nevertheless, the existing design rules, the majority of which are based upon the approaches dating back to the middle of the previous century, sometimes cannot provide for the required safety level at modern high-technology facilities even if all their requirements are fulfilled. To provide for a higher safety level at such facilities, apart from the planned development of Gazprom, PJSC's legal framework, an obligatory procedure was established for an additional expert appraisal of design solutions with respect to the provision of static and dynamical strength.

This article presents the results of the analysis of peculiarities of the design of process pipe manifolds of adsorption lines of the fuel gas system station (FGSS) – compressor station Portovaya identified during its operation in 2014–2015.

**KEY WORDS:** PROJECT EXPERT APPRAISAL, PROJECT EXPERT APPRAISAL WITH RESPECT TO STATIC STRENGTH, TECHNICAL CONDITION, STRESS-STRAIN BEHAVIOR, STRESS-STRAIN BEHAVIOR APPRAISAL, TECHNICAL CONDITION APPRAISAL, RESOURCE APPRAISAL, FINITE ELEMENT METHOD, NUMERICAL METHODS, FUEL GAS SYSTEM STATION.

Ду500, достигающие 90 мм, на различных режимах работы УПГТ.

Конструктивно скользящие опоры УПГТ состоят из двух частей – подвижной и неподвижной. Неподвижная часть в виде стальной плиты вмонтирована в бетонное основание, а подвижная часть в виде плоской контактной поверхности («башмак») закреплена на трубопроводе с помощью хомутов. Подвижная часть опоры должна обеспечивать перемещение трубопровода в двух направлениях (продольном и поперечном), фиксируя при этом перемещение в вертикальной плоскости [4].

При контроле технического состояния смещенных от проектного положения скользящих опор на «горячих» трубопроводах линии адсорбции (максимальная рабочая температура 288 °С) было выявлено значительное ослабление хомутов, а осевое смещение по трубе достигало 200 мм (рис. 2).

Специалистами ОАО «Оргэнергогаз» было выдвинуто предположение, что причина ослабления хомутов связана с неравномер-

ным нагревом трубы и хомутов вследствие переменного теплового контакта между ними.

Для подтверждения данного предположения был выполнен расчет взаимодействия опорной конструкции с трубой, в частности была решена задача контактного взаимодействия хомута и

трубы. Для трубы и опорной конструкции использовались объемные (твердотельные) расчетные модели.

Процесс нагружения моделировался в четыре этапа:

1) затяжка шпилек на трубе, не нагруженной внутренним давлением;



Рис. 1. Общий вид УПГТ КС «Портовая»



Рис. 2. Смещение скользящей опоры с основания

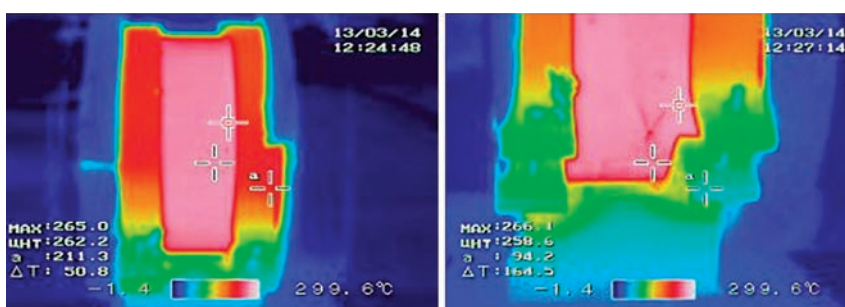


Рис. 3. Пример термограммы, полученной при тепловом контроле опорных конструкций

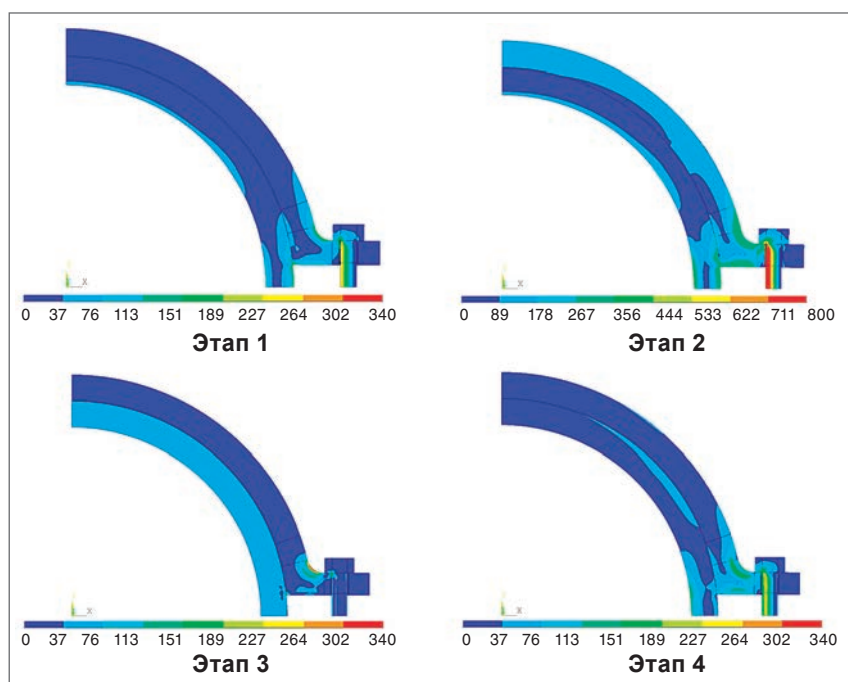


Рис. 4. Результаты расчета НДС при взаимодействии трубы и хомута

2) нагрев трубы, нагруженной внутренним давлением, относительно хомута;

3) охлаждение трубы, нагруженной внутренним давлением, относительно хомута;

4) выравнивание температуры трубы и хомута.

Температурные поля, использованные для задания граничных условий при расчете, были определены во время работы линии

путем теплового контроля с применением современного тепловизионного оборудования (рис. 3).

Результаты расчетов показали (рис. 4), что на первом этапе, при затяжке шпильки, в металле трубы возникают деформации изгиба с соответствующими максимальными растягивающими напряжениями до 120 МПа, а в хомуте – до 150 МПа, что обеспечивает трехкратный запас по пределу прочности. При этом за счет силы трения в осевом направлении секция опоры может выдержать нагрузку до 31,4 кН (3,2 тонн-силы).

На втором этапе (при нагреве трубы) в хомуте и в стенке трубы возникают локальные области, где металл деформируется пластически, максимальное напряжение при этом достигает величины 345 МПа.

На третьем этапе (при охлаждении трубы) контакт между трубой и хомутом снижается, сила реакции в шпильке становится равной нулю, т. е. шпилька фактически становится незатянутой, а в хомуте возникают напряжения, противоположные по знаку возникшим вследствие пластической деформации при нагреве. Из-за отсутствия контакта между хомутом и трубой опора не препятствует в осевом направлении перемещениям трубы. С каждым термическим циклом подвижная часть опоры смещается из своего проектного положения вплоть до того положения, когда опора практически перестает выполнять свои функции.

На четвертом этапе (при выравнивании температуры трубы, нагруженной внутренним давлением, и хомута) растягивающие напряжения в трубе достигают значения 150 МПа, в хомуте – 170 МПа, а в шпильке – 240 МПа, при этом характер распределения напряжений отличается от первого этапа вследствие влияния остаточных пластических деформаций.

На рис. 5 приведено изменение силы реакции в шпильке на всех этапах расчета. Как видно

из представленного графика, при температуре трубы ниже температуры хомута на 60 °С сила натяжения в шпильках равна нулю.

Также при обследовании некоторых скользящих опор на той же линии адсорбции была зафиксирована потеря их несущей способности в процессе эксплуатации, что могло быть вызвано фактическим отсутствием запаса прочности конструкции опоры.

В целях исключения указанного явления специалистами ОАО «Оргэнергогаз» была предложена модернизация конструкции опоры, позволяющая увеличить ее жесткость (рис. 6). Данная модернизация после согласования с разработчиком была реализована при проведении ремонтно-восстановительных работ на УПГТ.

Следует отметить, что организацией-проектировщиком расчеты на прочность технологических трубопроводов УПГТ были выполнены в соответствии со стандартом ASME B31.3 [1]. Расчеты выполнялись в программном комплексе CAESER, реализующем расчет на прочность трубопроводов с применением метода конечных элементов (МКЭ), при этом в качестве расчетной модели трубопровода принималась модель пространственной фермы из балок трубчатого сечения, так называемая балочная модель.

Такая модель позволяет адекватно оценить общие перемещения трубопроводов, однако при ее использовании рассчитываются только средние значения напряжений без учета локальных концентраций.

Значения напряжений (деформаций), полученные в результате такого расчета для элементов типа «тройник» и «отвод», как правило, достаточно сильно отличаются от полученных при расчете с применением более точных моделей – оболочечной и объемной.

Еще одним из недостатков балочной модели является невысокая точность оценки напряжен-

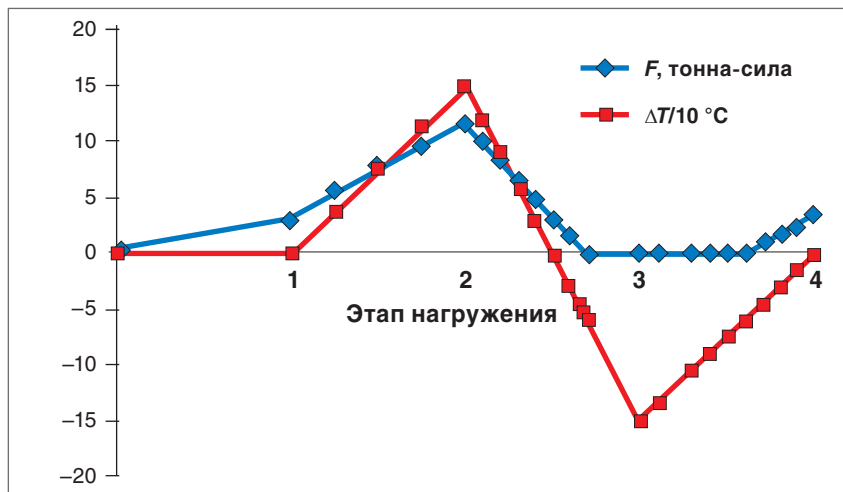


Рис. 5. Изменение силы реакции в шпильке в процессе многоэтапного нагружения

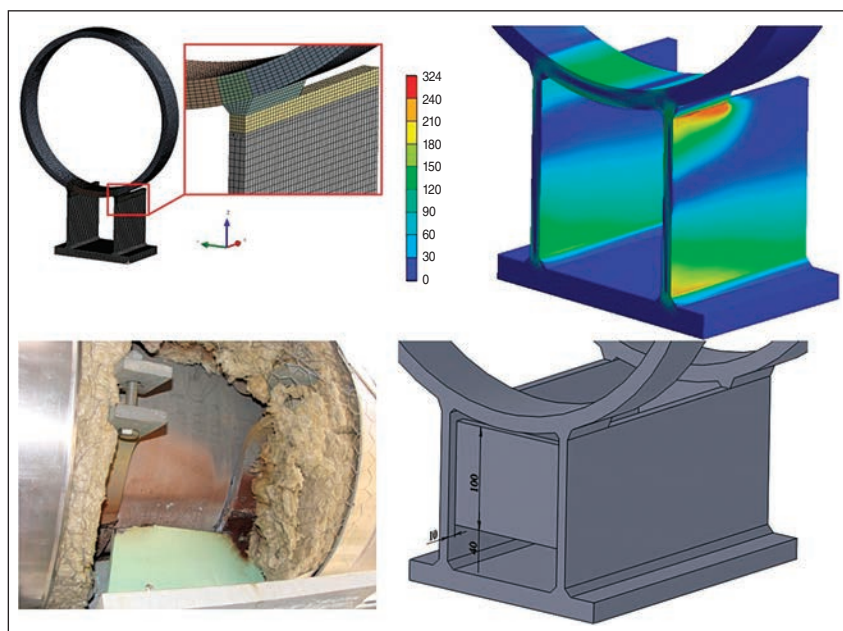


Рис. 6. Модернизация башмака скользящей опоры, проведенная по результатам расчета

но-деформированного состояния (НДС) трубопровода в зоне локальных концентраций и, в частности, в пятне контакта трубы с опорной системой, поскольку опоры моделируются только путем ограничения степеней свободы в соответствующем сечении трубопровода, что не позволяет учесть особенности контактного взаимодействия опоры с трубой.

В рамках оценки ресурса УПГТ специалистами СУ «Леноргэнергогаз» ОАО «Оргэнергогаз» в инициативном порядке был проведен расчет тройника Ду 508 x 406, вхо-

дящего в состав «горячих» трубопроводов линии адсорбции № 210 УПГТ, с использованием балочной и объемной (твердотельной) моделей в программном продукте ANSYS. По результатам расчета было выявлено, что расчетные значения максимальных эквивалентных напряжений в объемной и балочной постановке для данного тройника различаются в 6,7 раз.

Расчет указанного тройника по критериям циклической прочности, выполненный в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-453-2010 [5], показал, что

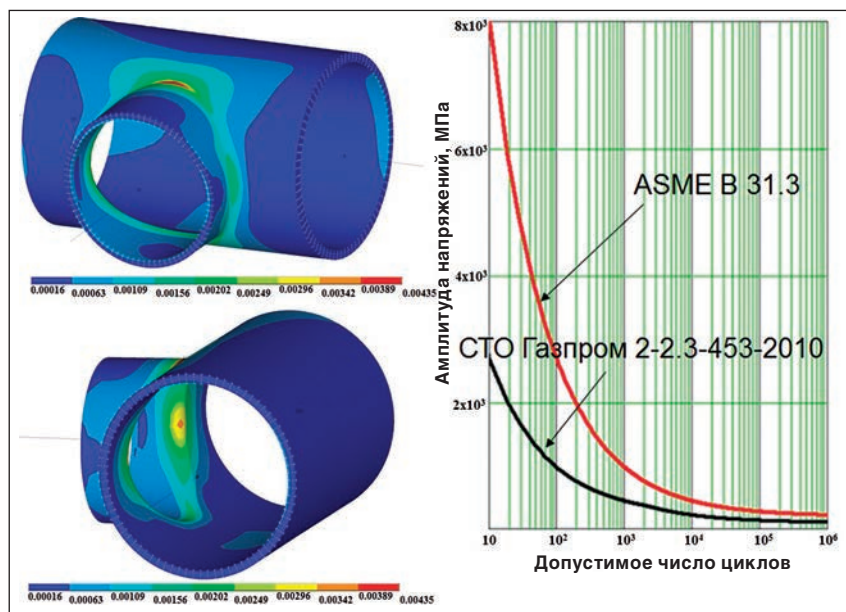


Рис. 7. Поля напряжений при нагружении тройника и результаты оценки его ресурса по критериям циклической прочности



Рис. 8. Подъемы участков коллектора газа между опорами РВ-14 и РВ-17

его ресурс составляет 3800 циклов (рис. 7). При этом в проектной документации для всей трубопроводной обвязки УПГТ был определен ресурс более чем 100 000 циклов.

Отдельно необходимо отметить, что с учетом фактической наработки линии, в зависимости от условий эксплуатации, ресурс в 3800 циклов может соответствовать сроку безопасной эксплуатации до 12 лет. Этот срок может быть уточнен по результатам периодического контроля параметров НДС наиболее нагруженных элементов трубопроводной обвязки.

В ходе постоянного мониторинга технического состояния опор

и трубопроводов УПГТ, проводимого с 2014 г. специалистами ОАО «Оргэнергогаз» совместно со специалистами Портового ЛПУ, были отмечены непроектные подъемы участков коллектора газа между опорами РВ-14 и РВ-17 (рис. 8) регенерации до 90 мм на всех линиях адсорбции.

По результатам тепловизионной съемки данных участков было определено, что на режимах регенерации всех адсорбторов возникает неравномерное распределение температуры с ее перепадом по сечению трубы до 130 °С (рис. 9).

По полученным результатам был выполнен расчет в оболочечной

постановке, позволяющий учесть неравномерное распределение температуры по сечению трубы, который показал, что трубопровод между опорами РВ-14 и РВ-17 поднимается на величину более 7 см (рис. 10). Это значение практически соответствует реальной картине поднятия трубопровода.

Постоянный мониторинг всех линий адсорбции УПГТ подтвердил, что наличие неравномерного распределения температуры по сечению участков ТПО (и соответственно, подъема ТПО) является технологической особенностью разработанного проекта УПГТ и инвариантно к качеству монтажа.

В связи с тем, что данные непроектные перемещения могут значительно повлиять на ресурс тройниковых соединений как наиболее нагруженных элементов ТПО линий адсорбции УПГТ, было принято решение о дооснащении в 2017 г. УПГТ КС «Портовая» системой мониторинга напряженно-деформированного состояния, обеспечивающей постоянный контроль технического состояния ТПО и максимально допустимых деформаций ее элементов, а также оценку фактического срока безопасной эксплуатации всех линий адсорбции УПГТ.

В настоящее время до внедрения автоматизированной системы мониторинга в целях обеспечения безостановочной и безопасной работы УПГТ в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» организована работа по периодическому визуальному и измерительному контролю перемещений технологических трубопроводов, а также проведению соответствующих расчетно-аналитических работ с привлечением подрядных организаций.

#### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Для обеспечения надежной и эффективной работы ремонтируемых, реконструируемых и строящихся объектов газовой промышленности необходимо не только обеспечить неукосни-

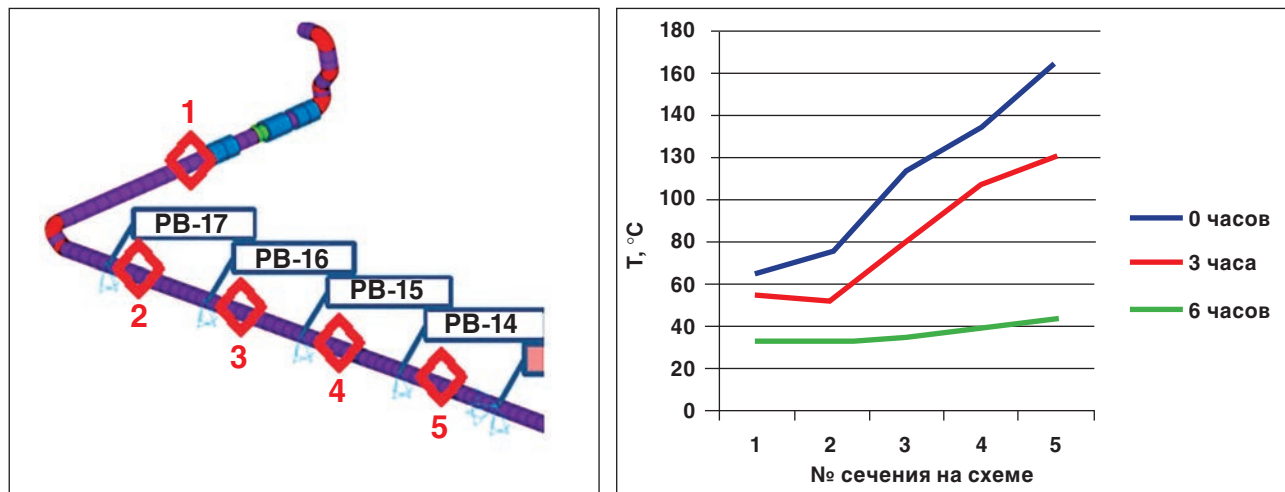


Рис. 9. Схема расположения опор, сечений измерения температуры и результаты измерений

тельное выполнение требований действующих нормативных документов ПАО «Газпром» в области проектирования, в том числе согласно Циркулярному письму ЦП-1346-11-3 от 21 мая 2013 г. «О проведении экспертиз проектов трубопроводных обвязок, шлейфов и узлов подключения КЦ на статическую прочность согласно СТО Газпром 2-3.5-051-2006», но и осуществлять постоянное совершенствование нормативной базы с учетом накапливаемого опыта эксплуатации объектов, аналогичных УПГТ.

2. Проведение независимой экспертизы проектной документации в части обеспечения статической и динамической прочности технологического оборудования и трубопроводов КС является эффективным инструментом, позволяющим повысить уровень

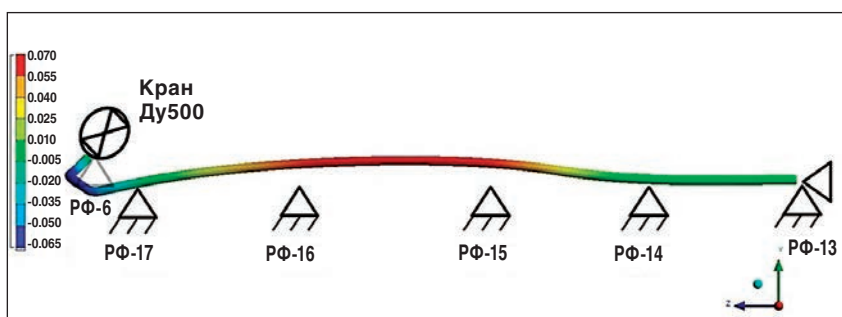


Рис. 10. Перемещение трубопровода между опорами PB-14 и PB-17, м

надежности строящихся объектов, таких как газопроводы «Сила Сибири», «Ухта – Торжок – 2», и избежать затрат на устранение ошибочных проектных решений при пусконаладке и дальнейшей эксплуатации оборудования.

3. Для безопасной эксплуатации оборудования технически сложных объектов газовой промышленности необходимо осуществ-

лять постоянную разработку и внедрение новых средств и методов контроля их технического состояния на всех этапах жизненного цикла, в частности следует интенсифицировать ведущиеся работы по внедрению систем непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ASME B31.3 Process Piping Guide.
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.
3. Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
4. Р Газпром 2-2.3-706-2013. Диагностическое обследование состояния опорных конструкций технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 2-2.3-453-2010. Методика оценки ресурса тройников.

#### REFERENCES

1. ASME B31.3 Process Piping Guide.
2. Design and Construction Specifications 36.13330.2012. Main Pipelines. Revised Edition of SNiP 2.05.06-85\*.
3. Federal Law as of December 30, 2009 No. 384-FZ Technical Regulation on the Safety of Buildings and Structures.
4. Gazprom Regulation 2-2.3-706-2013. Diagnostic Examination of the Condition of Supporting Structures of Process Pipelines of Gazprom, OJSC's Compressor Stations.
5. Gazprom Company Standard 2-2.3-453-2010. Method for the Assessment of T-Bend Resource.