

ПАО «Газпром»

**Материалы отраслевого
совещания «Состояние и основные
направления развития сварочного
производства ПАО «Газпром»**

п. Развилка, Московская обл., 13–15 ноября 2018 г.

СПб.: ООО «Газпром экспо», 2019. – 280 с.

Накопленный опыт в выполнении работ послужил стимулом в пересмотре оснащенности УАВР и ЛПУМГ в части увеличения спектра применяемой специальной оснастки, материалов и оборудования для выполнения работ в обводненных местах.

Технология раннего обнаружения дефектов типа коррозионного растрескивания под напряжением

***Решетов А.А., Лапин В.А., Петров А.А.
(ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»),
Маловичко А.А., Дягилев Р.А. (Федеральный
исследовательский центр «Единая геофизическая
служба РАН»), Шулаков Д.Ю. (Горный институт УрО РАН)***

Возникновение непроектных нагрузок в процессе эксплуатации магистральных газопроводов (пульсации давления природного газа резонансного характера, динамическое взаимодействие системы «газопровод – грунт», русловые процессы, развитие дефектов и другие) приводит к негативному изменению напряженно-деформированного состояния (НДС) и представляет реальную опасность для целостности конструкций, что подтверждается крупными авариями по причине развития дефектов в основном металле труб, образовавшихся по механизму коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) в процессе эксплуатации магистральных газопроводов (МГ). При этом анализ статистики распределения аварий на МГ России по причинам их возникновения показывает, что дефекты типа КРН занимают значительную долю – около 30 %, а по прогнозу – еще большую величину.

Несовершенство применяемых средств внутритрубной диагностики (ВТД), обусловленное ограничениями магнитного метода неразрушающего контроля (НК) и применяемого оборудования, делает невозможным раннее обнаружение дефектов типа КРН и причин

их возникновения (порог чувствительности по глубине трещины для вероятности обнаружения 90 % составляет 15 % от толщины стенки трубы по ГОСТ Р 55999-2014). Применение других стандартных методов НК (акустических, тензометрических, электрометрических, оптических и др.) также не позволяет определить причины возникновения дефектов типа КРН в МГ из-за того, что эта проблема является многофакторной и наукоемкой. Также известно, что массивные снаряды-дефектоскопы при ВТД создают значительную динамическую нагрузку на МГ, что является дополнительным фактором снижения ресурса МГ и отрицательным показателем их применения.

Поэтому практическая потребность обеспечения показателей надежности, безопасности и эффективности эксплуатации газотранспортной системы выдвигает на первый план необходимость разработки и внедрения методов, средств и технологий ранней диагностики технического состояния МГ и снижения рисков их внезапного разрушения. Применение этих методов в совокупности с существующими (стандартными) технологиями НК объектов МГ позволит управлять техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы.

При разработке данной технологии считается:

- что марка материала МГ, его химический состав и прочностные характеристики (временное сопротивление разрыву, предел текучести, относительное удлинение, ударная вязкость, предел выносливости материала) соответствуют техническим условиям на трубные стали и СТО Газпром;

- параметры изоляционного покрытия и защитного потенциала МГ соответствуют требованиям СТО Газпром.

По результатам анализа ключевых причин и особенностей образования дефектов типа КРН МГ определено, что высокий уровень напряжений стенок газопроводных труб имеет как статическую, так и динамическую (вибрационную) составляющие. Примечательно, что большее внимание в настоящее время уделяется статическим напряжениям, которые возникают вследствие воздействия на металл процесса коррозии и долговременных деформаций труб (внутренние

избыточное давление, искривление, провисание, остаточные и прочие нагрузки). Изучение напряжений от вибраций МГ при их подземной прокладке проводится в существенно меньших объемах [1–5].

Основные причины возникновения низкочастотных колебаний газопроводов можно разделить на причины механического, газодинамического и прочего характера. Под их воздействием при транспортировке природного газа по МГ в конструкции возникают следующие типы волн (механических колебаний): сжатия, изгиба, кручения (рис. 1).

Также по результатам анализа статистики образования дефектов типа КРН МГ определены следующие ключевые особенности:

1. Возникновение периодических динамических режимов эксплуатации МГ (возбуждение пульсаций параметров рабочей среды – давления p и температуры T в МГ как функции времени, в том числе автоколебательного характера):

- при пусках-остановах ГПА КЦ на КС;
- пусках-остановах КЦ КС (по причине отсутствия внешнего электроснабжения ГПА с электроприводом);
- остановках (освобождении от природного газа – снижении избыточного давления на 100 % от рабочего) и пусках (повышении избыточного давления на 100 % от рабочего) участков МГ для ДТОиР;
- пульсациях потребления природного газа в МГ-отводах на ГРС (мгновенных, часовых, суточных, сезонных);
- колебаниях параметров природного газа при его транспортировке из-за неравномерного сопротивления профиля трассы МГ по высоте (мгновенных).

2. Колонии трещин типа КРН возникают, как правило, вблизи непрямолинейных участков МГ, переходов МГ через овраги, особенно при наличии вблизи крановых узлов, МГ-отводов на ГРС и другие



Рис. 1. Типы волн, возникающих в газопроводах:

а – сжатия; б – изгиба; в – кручения

нужды (имеющих в своем составе резервные газопроводы отбора природного газа, которые являются тупиковыми каналами и резонаторами газодинамических процессов).

Предлагаемая технология предупреждения аварий МГ содержит методику расчетно-экспериментальной оценки риск-чувствительных участков МГ из-за нестационарных газодинамических процессов при транспортировке природного газа на основе математического моделирования и дистанционного вибродиагностического контроля МГ (без ограничения режимов работы МГ, без вскрытия их трасс и без нарушения целостности изоляции труб) и предполагает включение в систему диагностирования технического состояния МГ:

1. Расчетного блока:

- построение математической модели акустической системы участка МГ;

- расчет параметров собственных продольных колебаний акустической системы участка МГ (собственных частот, обычных и энергетических форм, энергетических спектров) по компьютерной программе.

2. Блока дополнительных методов НК:

- дистанционного вибродиагностического контроля МГ, включающего микросейсмическую съемку (МСС) на земной поверхности точно над трассой действующего газопровода в режиме пассивного мониторинга интерференционного поля микросейсмических колебаний группой (расстановкой) широкодиапазонных вертикальных датчиков скоростей смещения (ФИЦ «Единая геофизическая служба РАН») [3];

- в перспективе (для повышения достоверности диагностирования) – совместное применение бесконтактного магнитометрического метода, реализованного в приборном комплексе «М-1» (АО НПЦ «Молния»).

3. Блока постановки технического диагноза:

- сопоставление расчетных и опытных данных для оценки риск-чувствительных участков МГ;

- принятие решения о наличии аварийно опасных дефектов в трубах и их месте расположения по структуре МГ.

Это позволяет реализовать новые технические мероприятия для определения местоположения локальных участков на трассах газопроводов с аномально высокими уровнями интенсивности технологических и геодинамических вибраций, построения схематических карт аномалий (отсутствующие в настоящее время в стандартной практике ПАО «Газпром»). Их отличие от применяющихся в настоящее время штатных технологий состоит в том, что в систему диагностирования включены новые взаимосвязанные элементы для поиска риск-чувствительных участков МГ: блок расчета динамических параметров и блок вибродиагностического контроля МГ.

Построение математической модели собственных продольных колебаний акустической системы участка МГ Ямбург – Тула – 1, МГ Ямбург – Тула – 2 (КС-22 «Чебоксарская» – КС-23 «Пильнинская», Ду 1400 мм, $L = 112$ км), обслуживаемого ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», выполнено по его конструктивным и технологическим данным (значений давления, температуры, плотности и скорости звука природного газа на участке МГ между КС как функций расстояния и др.). По компьютерной программе (свидетельство от 09.01.2014 № 2014610101) рассчитаны ее собственные частоты: 0,0018–0,0400 Гц (0,109–2,401 кол/мин).

По этой же компьютерной программе рассчитаны обычные и энергетические формы собственных продольных колебаний акустической системы данного участка МГ Ямбург – Тула – 1, МГ Ямбург – Тула – 2. Например, на рис. 2:

a – низшие (1 и 2) при $f_1 \approx 0,0018$ Гц и $f_2 \approx 0,0036$ Гц;

b – высшие (30 и 31) при $f_{30} \approx 0,0385$ Гц и $f_{31} \approx 0,0389$ Гц, здесь *l* – риск-чувствительный участок МГ.

Риск-чувствительный участок МГ (*l*) определен по следующим критериям:

1. Как энергоемкий участок кинетических и потенциальных энергий акустической системы МГ, возбуждаемой на собственной частоте $f_{30} \approx 0,0385$ Гц.

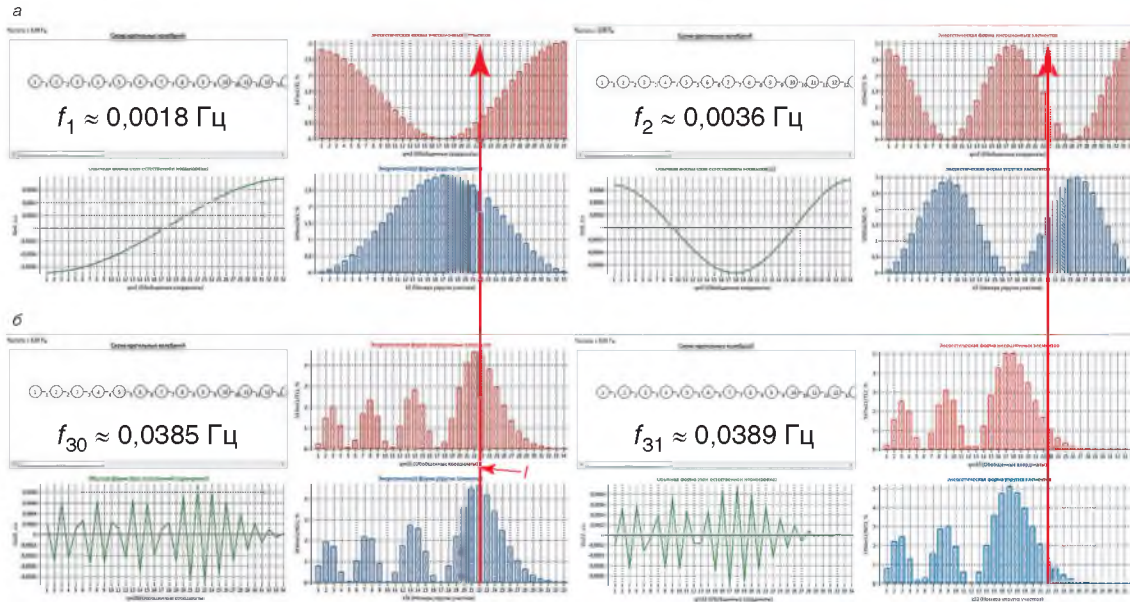


Рис. 2. Обычные и энергетические формы продольных колебаний акустической системы МГ: а – низшие (1 и 2); б – высшие (30 и 31); *l* – риск-чувствительный участок МГ

2. По результатам анализа работ по ВТД (2013 и 2018 гг.) и шурфования участков МГ Ямбург – Тула – 1, МГ Ямбург – Тула – 2 (вблизи кранового узла 2414) выявлены аварийно опасные дефекты, подтвержденные результатами визуально-измерительного и магнитного методов НК (рис. 3):

- трещины КРН на трубах МГ Ямбург – Тула – 1 (ВТД-2018);
- трещина в задире на трубе МГ Ямбург – Тула – 2 (ВТД-2013);
- зона продольных трещин на трубе МГ Ямбург – Тула – 2 (ВТД-2018).

Определены участки МГ Ямбург – Тула – 1, МГ Ямбург – Тула – 2 для практической отработки предложенной технологии путем дистанционного вибродиагностического контроля с МСС на земной поверхности точно над трассой действующего МГ в диапазоне рассчитанных частот (0,0018–0,0400 Гц) и до 100 Гц (рис. 4).

Практика проведения таких работ на участках МГ подтверждает высокую эффективность МСС как метода вибродиагностического контроля. Так, в результате работ на участках МГ Ямбург – Елец – 1 и Уренгой – Центр – 2 (ООО «Газпром трансгаз Чайковский»)

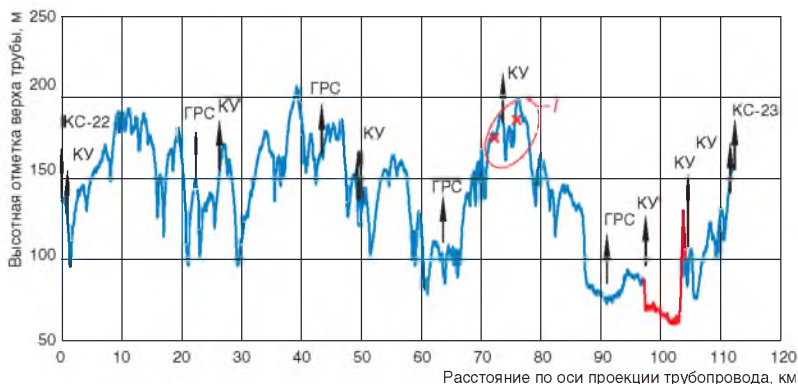


Рис. 3. Профиль трассы МГ Ямбург – Тула – 1, МГ Ямбург – Тула – 2 (участок от КС-22 до КС-23): **х** – аварийно опасные дефекты; **l** – риск-чувствительный участок МГ; КУ – крановый узел; ГРС – газораспределительная станция



Рис. 4. Участки МГ Ямбург – Тула – 1, МГ Ямбург – Тула – 2 (выделены овалами) для отработки предложенной технологии путем вибродиагностического контроля его состояния (I – риск-чувствительный участок МГ)

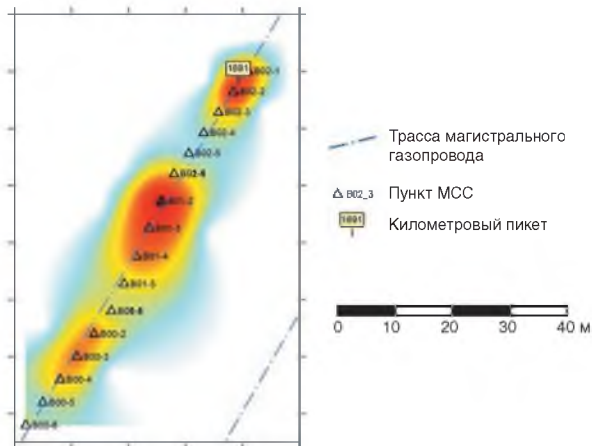


Рис. 5. Пример пространственного распределения участков МГ с аномальной структурой микросейсм, выявленных в результате МСС

в Пермском крае было выявлено несколько аномальных (аварийно опасных) участков (рис. 5), расположение которых впоследствии подтвердилось в результате работ по капитальному ремонту труб на данных участках. Трубы на участках МГ с аномальной структурой микросейсм отличались повышенным количеством дефектов и при ремонте были заменены на новые, на остальных участках выполнена сплошная переизоляция.

Регистрируемый в таких случаях микросейсмический сигнал содержит информацию не только о характере вибраций, обусловленных движением природного газа по газопроводу, но и об особенностях колебаний, возникающих в результате взаимодействия этих вибраций с частотными характеристиками грунтов, вмещающих МГ. Здесь на спектре регистрируемых сигналов проявляются такие эффекты, как переменная скорость движения природного газа в газопроводе, расстояние до газоперекачивающей станции, глубина заложения газопровода, физические свойства вмещающих грунтов, определяющие их резонансные характеристики. Прослеживая спектральные вариации таких сигналов вдоль трассы МГ, можно делать выводы о пространственном положении участков, где износ труб в результате дефектов типа КРН будет происходить быстрее.

За весь период инструментальных наблюдений региональной сетью сейсмических станций России зафиксировано несколько аварийных случаев разрушения газопроводов с выбросом, взрывом и горением природного газа. Анализ и интерпретация сейсмологических данных, зарегистрированных удаленными от места аварий сейсмостанциями, позволили количественно оценить ряд характеристик взрывов, произошедших на МГ (точное время взрыва, спектральный состав генерируемых волн и др.) [2].

Так, например, вблизи г. Обнинска (Калужская обл.) 29.04.2016 в 01:16:11 (мск) произошел разрыв кольцевого газопровода Московской области (КГМО). Параметры взрыва на КГМО (ООО «Газпром трансгаз Москва») были зафиксированы телесеismicкой станцией «Обнинск» (рис. 6).

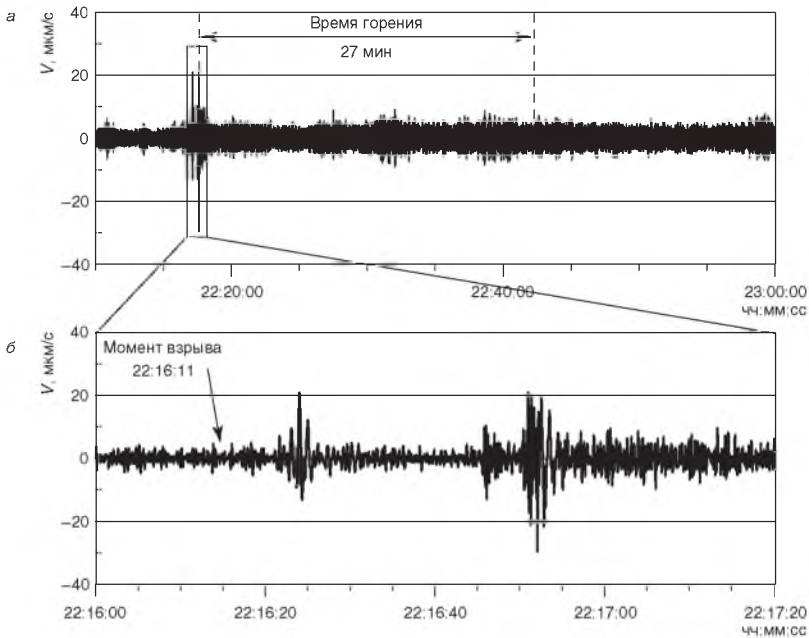


Рис. 6. Сейсмограмма взрыва на КГМО, зарегистрированной сейсмостанцией «Обнинск» 28.04.2016 в 22:16:11 (по Гринвичу) (29.04.2016 в 01:16:11, мск): а – интервал с временем горения природного газа; б – детальная развертка момента взрыва

Зарегистрированная волновая картина четко свидетельствует о возможности фиксирования как сейсмических, так и акустических волн от поверхностного взрыва. В цуге сейсмических волн наиболее сильными являются поверхностные волны, вступающие в 22:16:20 (по Гринвичу). При фильтрации помех в интервале до вступления поверхностных волн можно увидеть и объемные волны, однако их уровень слишком мал, чтобы было возможно четко определить время их прихода. Однако вступления последующих акустических волн позволяют определить не только местоположение источника взрыва, но и некоторые детали самой аварии.

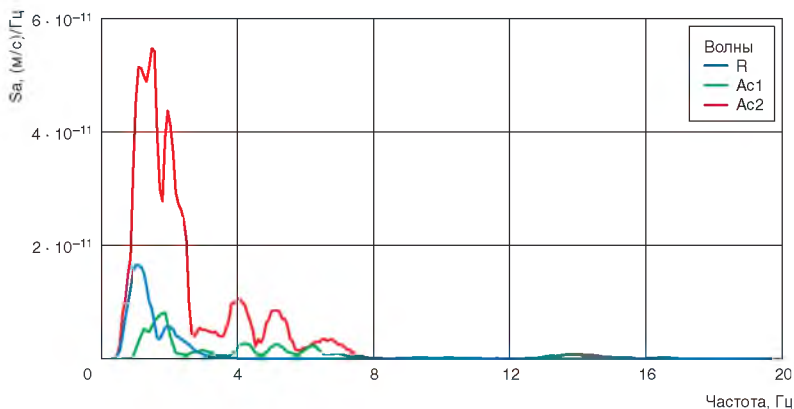


Рис. 7. Спектры зарегистрированных волн от аварии на КГМО

Анализ спектрального состава акустических волн показал (рис. 7), что они отличаются друг от друга и, вероятно, отражают ход совершенно различных процессов. Первый цуг акустических волн (Ac1), приходящий в 22:16:45 (по Гринвичу), имеет спектр с максимумом в диапазоне от 1,0 до 7,0 Гц и является сигналом от прорыва газа из трубы и выходом его на поверхность. Вторым (Ac2), более сильный сигнал, следующий через 4,5 с, отличается более широким спектром (от 0,5 до 8,0 Гц) и есть не что иное, как ударно-воздушная волна от взрыва вышедшего природного газа, что и стало источником сильных поверхностных сейсмических волн (R). По разнице прихода времен поверхностных и акустических волн от взрыва были определены расстояние до места аварии (13 км) и точное время взрыва (22:16:11 по Гринвичу), а по поляризации волн Ac1 – азимут на источник (84°). Также спектральные отличия цуга Ac2 позволили установить длительность процесса горения природного газа, которое продолжалось по меньшей мере 27 мин.

Дальнейшее формирование базы данных по технологическим взрывам на МГ, остановам – пускам участков МГ между линейными кранами для ДТОиР позволит не только исследовать характер

распространения сейсмических и ударных воздушных волн, процесс развития аварии в очаге, но и установить частотные (резонансные) параметры грунтов в районах прохождения МГ, что также необходимо для раннего обнаружения дефектов типа КРН.

Таким образом, сейсмические наблюдения на участках расположения МГ могут проводиться с использованием двух основных вариантов мониторинга:

- при наличии сейсмических станций на расстояниях до нескольких десятков километров от МГ возможен дистанционный контроль аварий на изношенных участках трасс, сопровождающихся взрывами природного газа;

- при организации специальных наблюдений микросейсмического поля непосредственно над трассами МГ возможно заранее выявлять потенциально аварийно опасные (проблемные) участки МГ, которые целесообразно включать в планы мероприятий по замене труб.

В перспективе планируется организовать работы по внедрению данной технологии раннего обнаружения дефектов типа КРН в Чебоксарском ЛПУМГ – филиале ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», взяв за основу опыт работ ООО «Газпром трансгаз Чайковский» и ООО «Газпром трансгаз Казань» по дистанционному вибродиагностическому контролю подземных МГ.

Также для перспективного развития предложенной технологии в целях разработки и отработки средств и технологии подавления автоколебаний на участке МГ пассивными и активными методами имеется практический задел в виде опыта работ на экспериментальных стендах для моделирования газодинамических процессов в газопроводах большого и малого диаметра.

Применение результатов разработки позволяет повысить надежность МГ, обоснованно принимать управленческие решения по планированию работ по ДТОиР МГ, получить значительный экономический эффект от исключения рисков внезапного разрушения МГ. При этом сокращение затрат от внедрения предложенной технологии при ДТОиР МГ определяется статьями расходов на устранение последствий аварий на МГ ПАО «Газпром» из-за развития дефектов типа КРН.

Список литературы

1. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: ООО «Газпром экспо», 2007. – 58 с.

2. Взрывы и землетрясения на территории Европейской части России / под ред. В.В. Адушкина и А.А. Маловичко. – М.: ГЕОС, 2013. – 384 с.

3. Маловичко А.А. Способ выявления потенциально аварийно опасных участков на трассах газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: пат. на изобретение 2 410 723 Рос. Федерация. 2008131240/28; заявл. 28.07.2008. опубл. 27.01.2011. Бюл. № 3.

4. Решетов А.А. Неразрушающий контроль и техническая диагностика энергетических объектов: учеб. пособие / А.А. Решетов, А.К. Аракелян; под ред. проф. А.К. Аракеляна. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 470 с.

5. Решетов А.А., Захаров Н.А. Способ контроля технического состояния машины: пат. на изобретение 2 654 306 Рос. Федерация. 2017117330; заявл. 18.05.2017; опубл. 17.05.2018. Бюл. № 14.

Производство проволок сплошного сечения для механизированной и автоматической сварки

**Усов В.В., Виноградова В.А. (ООО «СЗСМ»),
Овечкин С.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)**

Судиславский завод сварочных материалов – производственное предприятие, специализирующееся на изготовлении сварочных электродов по ГОСТ 9466-75 для всех типов сталей и проволоки стальной сварочной сплошного сечения по ГОСТ 2246-70.