

НЕГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
СРЕДНЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ВОЛГОГРАДСКИЙ КОЛЛЕДЖ ГАЗА И НЕФТИ»
ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

Актуальные направления развития газовой отрасли России

Материалы заочной научно-практической конференции
молодых ученых и специалистов

22 октября 2015 г.

Волгоград 2015

ББК 33.36я43
А43

Редакционная коллегия:

Н.А. Дьяченко, канд.пед.наук, ведущий методист (отв. ред.);
Ю.Г. Лапынин, д-р техн. наук, проф., директор;
В.В. Новиков, д-р техн. наук, проф., зам. директора по УВР;
Е.С. Семикина, начальник учебно-методического отдела

Печатается по решению Учебно-методического совета
НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»
ОАО «Газпром» (протокол № 1 от 27.10.2015 г.)

Издается в авторской редакции

Актуальные направления развития газовой отрасли России
А43 [Текст]: материалы заочной научно-практической конференции
молодых ученых и специалистов, г. Волгоград, 22 октября 2015 г. /
НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО Газпром»;
редколл.: Н.А. Дьяченко (отв. ред.) [и др.]; оргком.: Ю.Г. Лапынин
(пред.) [и др.]. – Волгоград: НОУ СПО «Волгоградский колледж газа
и нефти» ОАО «Газпром», 2015. – 161 с.

В сборник вошли статьи молодых ученых и специалистов дочерних
обществ и организаций ПАО «Газпром», преподавателей и сотрудников
колледжа, рассматривающие актуальные проблемы развития газовой отрасли
России.

Издание предназначено для специалистов ПАО «Газпром», студентов и
преподавателей образовательных учреждений газовой отрасли и всех
интересующихся вопросами развития газовой отрасли.

ББК 33.36я43

© Авторы тезисов, 2015

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ

- Председатель
организационного
комитета:** **Лапынин Ю.Г.**, д.т.н., профессор, академик РАЕН, академик Европейской академии естественных наук, действительный член МААНОИ, член «Всероссийской организации качества» (ВОК), директор, представитель высшего руководства по качеству НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
- Зам.
председателя:** **Новиков В.В.**, д.т.н., профессор, член ВОК, зам. директора по учебно-воспитательной работе НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
- Члены
организационного
комитета:** **Карабань В.Г.**, д.т.н., профессор (Волгоградский государственный технический университет)
Кривко В.Н., начальник смены производственно-диспетчерской службы ООО «Газпром трансгаз Волгоград»
Малявко А.Б., зам. директора филиала ООО «Газпром информ» в г. Волгоград
Семикина Е.С., начальник учебно-методического отдела НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
Дьяченко Н.А., к.п.н., ведущий методист НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
Гагарина С.Г., ведущий инженер НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром», член ВОК
Зотов Д.А., к.э.н.; зав. отделением НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
Резников Д.В., зав. отделением НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
Харчева Ю.С., к.э.н., зав. отделением НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»
Казаков Н.В., к.ф.-м.н., ПЦК профессионального

цикла специальности 220707, 27.02.05 НОУ СПО
«Волгоградский колледж газа и нефти»
ОАО «Газпром»

Орлова С.В., ПЦК профессионального цикла
специальности 080114, 38.02.01 НОУ СПО
«Волгоградский колледж газа и нефти»
ОАО «Газпром»

Савеня С.Н., ПЦК профессиональных модулей
специальности 131016, 21.02.03; специальности
151031, 15.02.01 НОУ СПО «Волгоградский
колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

КОММУНИКАЦИОННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОРРЕКТОРА ТС220

Афанасьев А.А., преподаватель
НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»
ОАО «Газпром»

В рамках подготовки студентов очной и заочной форм обучения по специальности 220703 «Автоматизация технологических процессов и производств (по отраслям)», 220707 «Системы и средства диспетчерского управления», а также для повышения квалификации специалистов и служащих ОАО «Газпром», силами студентов выпускных групп и при поддержке завода-изготовителя ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» был создан учебно-лабораторный комплекс.

Данный комплекс позволяет изучать газоизмерительное, коммуникационное оборудование и системы, коммуникационные возможности корректора ТС220.

В комплексе газоизмерительное оборудование представлено следующими программно-техническими модулями (см. рис. 1):

- диафрагменным счетчиком газа ВК-G4, предназначенным для коммерческого учета объема природного, сжиженного, нефтяного газов;

- корректором объема газа типа ТС220 предназначенным для приведения рабочего объема газа, прошедшего через счетчик к стандартным условиям;

- коммутационными модулями и блоками питания серии БПЭК, предназначенными для передачи данных с корректора объема газа на диспетчерский пункт;

- модулем функционального расширения МР260 предназначенным для использования совместно с корректором объема газа ТС220 и выполнение коммутации двух устройств с интерфейсом RS232 к интерфейсу постоянного подключения корректора;

- программно-технический комплекс СОДЕК, применяется для создания автоматизированных систем в коммунально-промышленном секторе учета газопотребления.



Рис. 1. Внешний вид стенда для изучения коммуникационных возможностей корректора ТС220

Использование в учебном процессе современного газоизмерительного и коммуникационного оборудования позволяет развить у обучающихся следующие компетенции:

- проводить анализ работоспособности измерительных приборов и средств автоматизации;
- диагностировать измерительные приборы и средства автоматического управления;
- производить поверку измерительных приборов и средств автоматизации;
- проводить ремонт технических средств и систем автоматического управления;
- контролировать и анализировать функционирование параметров систем в процессе эксплуатации;
- снимать и анализировать показания приборов.

Для обучения студентов дневной формы обучения стенд используется при проведении лабораторных работ по ПМ 0.5 «Проведение анализа характеристик и обеспечение надежности систем автоматизации (по отраслям)».

Так же данный комплекс может применяться в любых учебных заведениях профессионального образования в качестве совершенствования процесса обучения кадров.

Список литературы

1. РЭ. Блок питания БПЭК-02/МТ. [Электронный ресурс]. URL: http://gaselectro.ru/podderzhka/dokumentaciya/rukovodstva_po_ekspluatatsii/blok_pitaniya_bpek02mt/ (дата обращения: 24.09.2015).
2. РЭ. Модуль функционального расширения МР260. [Электронный ресурс]. URL: http://gaselectro.ru/podderzhka/dokumentaciya/rukovodstva_po_ekspluatatsii/modul_funkcionalnogo_rasshireniya_mr260/ (дата обращения: 24.09.2015).
3. ТД. Бытовой счетчик газа ВК G1,6-4; 4Т [Электронный ресурс]. URL: http://gaselectro.ru/podderzhka/dokumentaciya/rukovodstva_po_ekspluatatsii/td_butovoy_schetchik_gaza_g16/ (дата обращения: 24.09.2015).

РАЗРАБОТКА ШАРОВОГО КРАНА С АРМИРОВАННЫМ СЕДЛОМ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ

Ахметшин З.Е., слесарь IV разряда
по ремонту технологических установок
ООО «Газпром добыча Ямбург», ГПУ, ГП-2

Известен шаровой кран, содержащий корпус, в котором в двух седлах в форме кольца установлен сферический запорный орган, связанный с приводом вращения, при этом каждое из седел выполнено из терморасширенного графита (ТРГ).

Преимущества выполнения седел из терморасширенного графита заключаются в том, что ТРГ обладает низким коэффициентом трения по стали: 0,12 по сухой поверхности и <0,03 при наличии жидкостной пленки. Это свойство практически исключает износ уплотняемых поверхностей и увеличивает ресурс деталей. Седла из ТРГ практически непроницаемы. Отличная прессуемость материала обеспечивает максимально плотный контакт с поверхностью сферического запорного органа, что позволяет обеспечить высокую герметичность узла. Теплопроводность ТРГ 100-150 Вт/м·К значительно выше теплопроводности полимерных материалов, что обеспечивает эффективный отвод тепла из зоны трения и позволяет эксплуатировать шаровые краны без перегрева в широком диапазоне температур (до 650°С на воздухе, до 3000°С - в

инертной атмосфере). ТРГ обладает низкой коррозионной активностью.

Однако недостатком данной конструкции является то, что в процессе эксплуатации шарового крана при больших давлениях рабочей среды эластичный материал седла – терморасширенный графит «течет», что приводит к разгерметизации шарового крана. Применение более твердых и прочных материалов не обеспечивает герметичности узла из-за их малой упругости и эластичности.

Технический результат достигается тем, что для выполнения каждого из седел использована армированная графитовая фольга, содержащая слой терморасширенного графита и армирующие элементы, придающие ей дополнительную механическую прочность. При этом армирующие элементы выполнены в виде по меньшей мере одного расправленного углеродного жгута, волокна которого равномерно распределены по ширине слоя терморасширенного графита и образуют достаточно тонкий армирующий слой, что обеспечивает гибкость армированной графитовой фольги. В зависимости от ширины полотна графитовой фольги для армирования может быть использован один расправленный жгут или более. При выполнении седла в форме кольца посредством спиральной навивки гибкой армированной графитовой фольги с образованием слоистой структуры и последующей подпрессовки в направлении оси кольца слои армированной графитовой фольги сжимаются, при этом расправленные углеродные жгуты, представляющие собой тонкий слой армирующих элементов, образуют гофры в направлении оси кольца, препятствующие «вымыванию» терморасширенного графита. Это позволяет повысить износостойкость и эрозионную стойкость седел при высоких рабочих температурах, а, следовательно, повысить надежность и долговечность шарового крана.

При этом расправленный углеродный жгут содержит клеевое покрытие и расположен между первым и дополнительными слоями терморасширенного графита. Клеевое покрытие нанесено на углеродный жгут для улучшения адгезии расправленных углеродных жгутов к терморасширенному графиту. Это позволяет более надежно закрепить армирующие волокна углеродного жгута и избежать их сдвига при спиральной навивке армированной графитовой фольги.

Благодаря прочности, теплостойкости, упругости и стойкости к «вымыванию» ТРГ, армированного расправленным углеродным жгутом, появилась возможность в шаровых кранах, работающих на высоких параметрах рабочей среды, применять «мягкие» уплотнения.

Применение мягких уплотнений приводит к повышению надежности, уменьшению требований к качеству изготовления, расширению рабочего диапазона температур, удешевлению ремонта.

Для доказательства результатов проведены расчеты напряженно-деформированного состояния (НДС) в ПК ABAQUS. Расчеты проводились для различных материальных исполнений, которые чаще всего используются в шаровых кранах такого типоразмера. Расчеты производились для максимального рабочего давления, которое возможно в шаровом кране согласно рекомендациям завода-изготовителя – 16 МПа. Материал задавался в модуле PROPERTY с помощью физико-механических свойств, соответствующих необходимому исполнению. Данные физико-механических свойств материалов, использованные для расчета, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-механические свойства материалов для расчетов

Материал	Плотность, *10 ³ кг/м ³	Модуль упругости, МПа	Коэффициент Пуассона
Графит	2,21-2,26	5300-8900	0,20-0,27
Фторопласт 4	2,12-2,20	680	0,38
Терморасширенный графит армированный	1,2-1,8	30-120	0,3

Следующим шагом было задание граничных условий. По внешнему радиусу было выбрано закрепление по всем степеням свободы ($U_1=U_2=U_3=UR_1=UR_2=UR_3=0$), так как седло заключено в корпус шарового крана. К внутреннему радиусу кольца было приложено давление с магнитудой 16 МПа.

Последним шагом и одним из важнейших перед запуском на расчет было построение сетки конечных элементов. Перед построением сетки с помощью базовой плоскости модель была поделена на разделы для создания регулярной сетки конечных элементов. Был выбран тип конечного элемента – C3D8R, размер конечного элемента – 0,025 мм, и проведено разбиение.

Максимальные эквивалентные напряжения, возникающие в седлах различного материального исполнения, представлены в таблице 2.

Результаты расчета в ПКАВАQUS

Материал седла	Максимальные эквивалентные напряжения, МПа
Графит	18,350
Фторопласт 4	16,794
Терморасширенный графит	12,951

В результате расчетов были получены эквивалентные напряжения, возникающие в седле под действием внутреннего давления. Анализ результатов показал, что наименьшие напряжения возникают в терморасширенном графите, что на 22 % меньше, чем во фторопласте. Это позволяет сделать вывод о том, что срок службы седел, выполненных из терморасширенного графита, больше, чем у седел, выполненных из других материалов. При этом он остается пластичным до конца срока службы. Армированный терморасширенный графит гораздо надежней и герметичней остальных подобных материалов. Седло, выполненное из терморасширенного графита долговечней. Картина распределения эквивалентных напряжений для ТРГ представлены на рисунке 1.

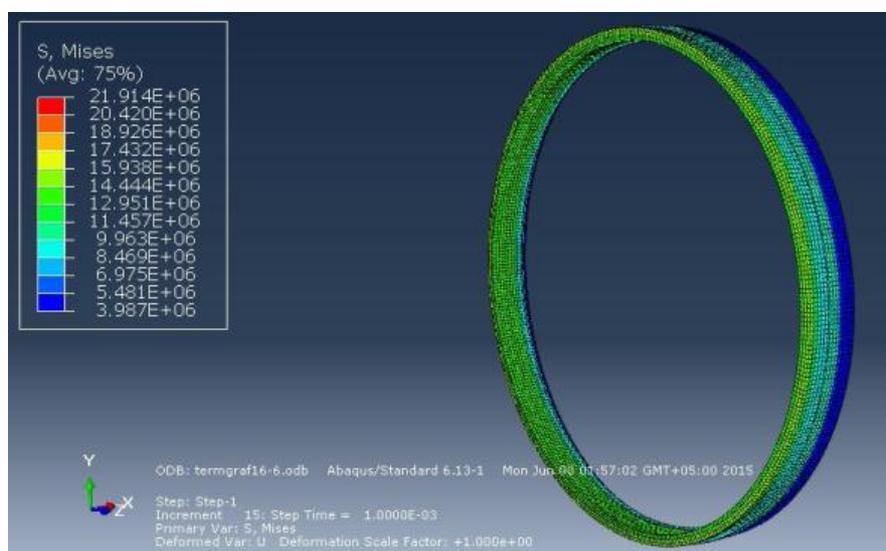


Рис. 1. Картина распределения эквивалентных напряжений для седла, выполненного из армированного терморасширенного графита

Список литературы

1. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / под ред. В.Е. Селезнева. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 436 с.
2. Голубев, А.И. Уплотнения и уплотнительная техника. Справочник / А.И. Голубев, Л.А. Кондаков, В.В. Гордеев и др. – М.:

Машиностроение, 1994.

3. Авдеев, В.В. Новое поколение высокоэффективных уплотнений: опыт применения в нефтехимии и арматуростроении / В.В. Авдеев // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2002. - №1.- С. 7-8..

АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ БЕСПРОВОДНОЙ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ СВЯЗИ МАЛОГО РАДИУСА ДЕЙСТВИЯ

Ахметов И.А., инженер по КИПиА КЦ-3
ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Бардымское ЛПУМГ

Целью является применение в транспортировке газа технологии беспроводной высокочастотной связи малого радиуса действия NFC, стандарта ISO 14443, который применяется в мобильных устройствах, для создания унифицированного мобильного терминала как инструмента.

NFC расшифровывается как Near Field Communication «связи ближнего действия» и относится к технологии беспроводной связи для передачи данных на небольшие расстояния с помощью электромагнитного поля вблизи (взаимоиндукция).

NFC взаимодействует с существующими RFID или NFC метками. Такие метки называют также транспондерами, метками, смарт-тегами, радио чипами. RFID - способ автоматической идентификации объектов, в котором посредством радиосигналов считываются или записываются данные, хранящиеся в так называемых транспондерах, или RFID-метках. Метки могут быть пассивными и активными. Пассивные работают от индукции считывателя. Активные сами передают информацию считывателю, но такие метки требуют источник питания.

Технология нацелена на применение в мобильных устройствах (смартфоны и планшетные ПК). Так же существуют NFC модули, выполняющие те же функции что и в мобильных устройствах, например модули на основе микросхем PN532, PN533.

NFC предусматривает возможность:

- эмуляция карт: устройство NFC ведет себя как существующая метка (эмулирует);

- режим считывания: устройство NFC является активным и считывает пассивную RFID-метку;

- режим P2P: два устройства NFC вместе связываются и обмениваются информацией.

На современном этапе развития технологий поиск новых методов совершенствования логистических процессов напрямую связан с использованием электронных устройств обработки и обмена информации. В настоящее время идентификация, учет труб магистральных газопроводов производится с помощью традиционных методов: гравировка, покраска, штрих-кодирование, эти методы быстро стираются, становятся не различимыми. Поэтому встает вопрос исключения нештатных ситуаций в компании, связанных с подобными субъективными ошибками.

Предлагается разместить пассивные RFID метки в трубы, которые будут считываться с помощью мобильных устройств. Рабочий, идентифицирующий трубу, прикладывает мобильное устройство с NFC к специально обозначенному месту с меткой, получает всю информацию на дисплее устройства и передает данные в базу данных. Данная разработка позволит контролировать весь жизненный цикл труб. Исключается возможность потери маркировки, номера труб.

В рамках проекта необходимо: подобрать RFID метки соответствующие по степени их защиты от температуры, деформации, давления, агрессивных сред; оптимальные места крепления меток в трубы магистральных газопроводов; подтвердить работоспособность на поверхности, внутри труб, под изолирующим слоем; определить программное обеспечение мобильных устройств с NFC модулем для ведения электронной паспортизации.

RFID-метки имеет значительные преимущества перед традиционными методами идентификации: большой объем считываемой информации, устойчивость от повреждений и от воздействий окружающей среды, возможность считывания на расстоянии без непосредственного контакта, считывание данных в любом расположении труб.

Проект позволяет:

- исключить ошибки, появляющиеся из-за человеческого фактора, недостаточной квалификации персонала;

- сократить продолжительность времени операций связанных с идентификацией труб;

- повысить качество управления в логистических службах компании;

- заменить бумажный документооборот более быстрым и безопасным электронным документооборотом.

Все это позволит сократить расходы на работу логистических служб.

Необходимо так же отметить, что технология NFC эффективна в организации складского учета, в системах контроля доступа, а это способствует новым возможностям автоматизации в ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Список литературы

1. Patent «Mobile control and monitoring system», US 8401678 B2, 2013.

2. Near Field Communication, URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Near_Field_Communication.

3. Ayman S.A. «NFC Mobile Phones and the Future of Privacy», RFID Journal, Sep. 26, 2011, URL: <http://www.rfidjournal.com>.

4. NXP. Application guide; Portable devices and mobile handsets, 2009. [Электронный ресурс]. URL: http://www.ru.nxp.com/documents/selection_guide/75017090.pdf

5. Хасанов, А. Радиочастотная идентификация оборудования: практика применения в нефтегазовой отрасли // Горизонты роста. – июнь 2013.

СПОСОБ ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ ОПЕРАТОРУ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗВЕЩАТЕЛЯ GSM-SLX-3 «СЛАВИТЕКС» ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОВОДНОЙ ЛИНИИ СВЯЗИ

Быстров А.М., инженер 1 категории
службы КИПиА, ТМ, Э АСУ ТП и М, Брянское ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Москва»

Одним из важных вопросов, связанным с эксплуатацией объектов в филиале Брянское ЛПУМГ в части контрольно-измерительных приборов, является обеспечение связи между аварийно-технологической сигнализацией газораспределительной станции и домом оператора. Для обеспечения передачи аварийных

сигналов используется ряд систем, таких как система аварийной сигнализации (далее – САС-16), устройство сигнализации (далее - УСГ-4), устройство дистанционного контроля сигнализации (далее - УДКС). Тем не менее, у вновь принимаемых на работу операторов, проживающих в собственных (не ведомственных) домах или квартирах, отсутствует вышеприведенная система связи, что является нарушением «Положения по эксплуатации газораспределительных станций». Занявшись изучением данного вопроса, я пришел к выводу, что для передачи аварийных сигналов целесообразно использовать беспроводной GSM-извещатель.

Для решения данной проблемы предлагаю использовать беспроводной GSM-извещатель «Славитекс» SLX-3 (см. рис. 1) отечественной разработки (г. Смоленск).

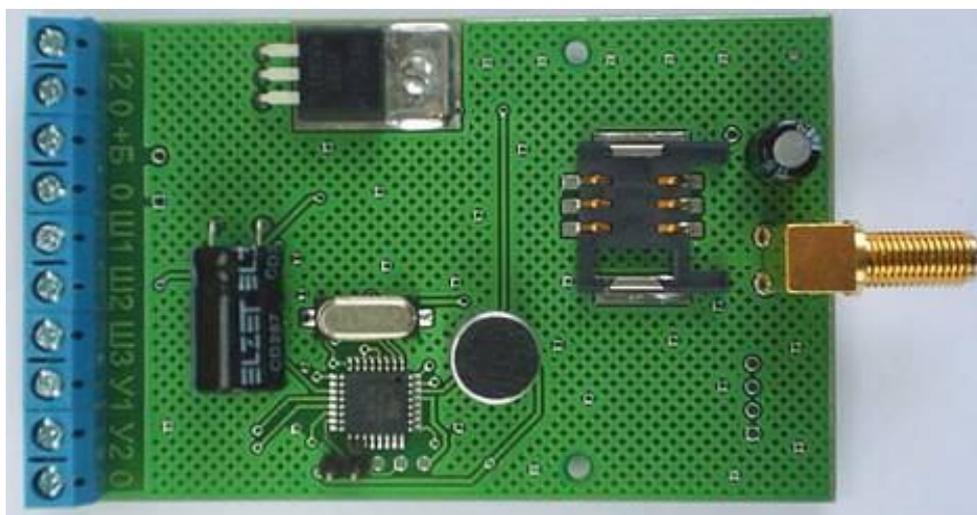


Рис. 1. GSM-извещатель «Славитекс» SLX-3
(исполнение без корпуса, антенна с SMA-разъёмом)

Прибор предназначен для извещения о состоянии трех шлейфов через модуль GSM-900/1800, управления выносным звуковым и световым оповещателем. Извещение об обрыве шлейфов формируется несколькими путями:

- звонок на 4 авторизованных телефонных номера;
- отправка SMS-сообщений;
- включение оповещателей.

GSM-извещатель предназначен для установки внутри контролируемого объекта и рассчитан на круглосуточный режим работы. Конструкция прибора предусматривает его использование в настенном положении. Прибор состоит из корпуса, крышки, платы контроллера. На печатной плате расположены клеммные колодки для подключения к прибору питания, шлейфов, минусовых выводов

звукового и светового оповещателей, переключатель сброса, а также держатель SIM. На лицевой панели прибора имеются отверстия для наблюдения состояния светодиодных индикаторов.

Прибор имеет 3 основных режима работы:

- снято с охраны;
- охрана;
- тревожное оповещение.

Для реализации поставленной задачи необходимо использовать один из трех вариантов программ управления, а именно вариант «Автомобильный».

При замыкании шлейфа с «землей» начинается цикл оповещения. Это обычные звонки на зарегистрированные в приборе номера телефонов. Всего совершается 3 вызова на каждый из 4-х номеров (всего 12 звонков). Любой из оповещаемых может поднять трубку и подать команду. Если текущий номер занят, недоступен, отклонен или не берет трубку в течение 20 секунд – совершается вызов на другой номер. Если оповещаемый поднял трубку – можно включить микрофон посредством команды и слушать обстановку без ограничения времени. Если оповещаемый не подал команду постановки или снятия с охраны, оповещение продолжится. Если установлен контроль всех шлейфов, сначала на первый номер будет отправлено SMS, а потом начнется обзвон. После срабатывания шлейфа его состояние не проверяется 3 мин или до постановки на охрану. Прибор в «тревоге» занят для любых входящих вызовов.

В качестве исполнительного органа будем использовать сигнал срабатывания сигнализации УСГ-4 по одному из контролируемых параметров (давление газа, температура газа, загазованность, отсутствие электроэнергии). Схема электрическая принципиальная подключения УСГ-4 к GSM-извещателю приведена на рисунке 2.

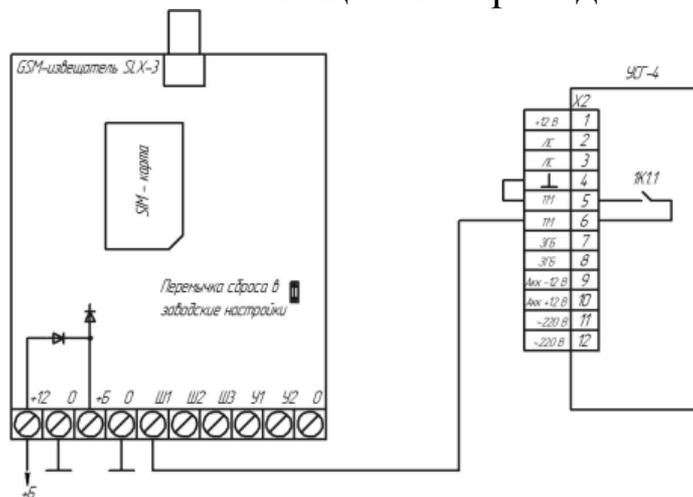


Рис. 2. Подключение GSM-извещателя SLX-3 к сигнализации УСТ-4.

Схема электрическая принципиальная

При реализации данной задачи немаловажным вопросом является обеспечение питания. Для решения данной проблемы предлагаю использовать блок бесперебойного питания ББП-20 (исп. 1) или любой другой, аналогичный по характеристикам. Блок бесперебойного питания ББП-20 предназначен для бесперебойного электропитания устройств и приборов охранно-пожарной сигнализации, систем видеонаблюдения и связи, контроля доступа напряжением 12В постоянного тока. Источник питания является изделием третьего порядка по ГОСТ 12997-84.

Подключение ББП-20 к GSM-извещателю «Славитекс» SLX-3 осуществим по электрической схеме, приведенной на рисунке 3.

Конструкция и габаритные размеры блока бесперебойного питания ББП-20 позволяют разместить в нем плату GSM-извещателя «Славитекс» SLX-3.

Стоимость беспроводного GSM-извещателя «Славитекс» SLX-3 существенно ниже конкурентов (порядка 1500 рублей за извещатель и 800 рублей за блок бесперебойного питания). Кроме того прибор очень прост в настройке и использовании.

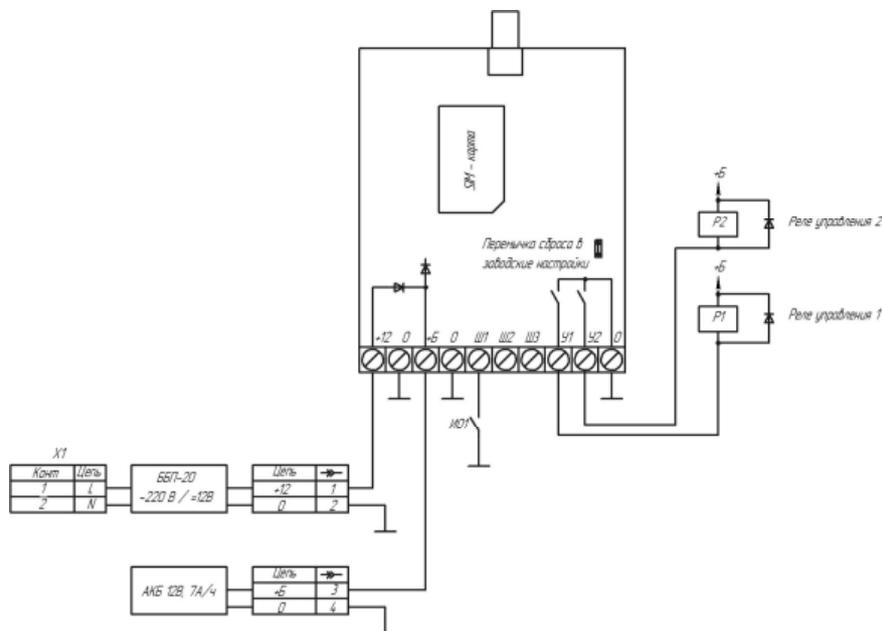


Рис. 3. Подключение внешнего блока питания ББП-20.

Схема электрическая принципиальная

Вышеприведенная система позволяет решить проблему передачи аварийных сигналов оператору ГРС в местах отсутствия проводной линии связи и невозможности ее прокладки с

наименьшими финансовыми затратами. Возможно использовать ее как альтернативную систему другим промышленным аналогам.

Список литературы

1. Извещатель GSM-SLX-3 Славитекс. Руководство по эксплуатации.
2. Блок бесперебойного питания ББП-20. Руководство по эксплуатации.

ВОЛГОГРАДСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ПРОГРАММА КАЧЕСТВА – 20 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ

Гагарина С.Г., ведущий инженер

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

Свидров М.А., директор Регионального центра качества,
Волгоградская торгово-промышленная палата

Дзедик В.А., руководитель Волгоградского филиала
АС «Русский Регистр»

В сентябре 2015 г. исполнилось двадцать лет Волгоградской региональной программе качества. Двадцать лет – очень серьезный возраст для молодого российского «качества». За эти годы многое пережито: войны, катастрофы, вступление в ВТО, различные санкции. Одних только переизданий ISO 9001 произошло целых два, а к моменту юбилея Волгоградской региональной программе качества вполне может произойти и третий. За это время в работе Волгоградской региональной программы качества много изменилось. В этой статье мы бы хотели вспомнить и рассказать об этом.

А началось все в уже далеком 1995 году. Не шла еще даже речь о вступлении России в ВТО, однако тенденции потребительского рынка и растущая конкуренция между предприятиями обозначили растущую необходимость инновационных способов повышения конкурентоспособности местных предприятий.

Являясь по своему определению связующим звеном между бизнесом и властью, Волгоградская торгово-промышленная палата подготовила и представила Администрации Волгоградской области предложения по комплексному и системному решению проблемы повышения качества и конкурентоспособности производимых в Волгоградской области продукции и услуг путем:

- придания приоритетного значения для региональных органов

власти проблеме повышения качества продукции и конкурентоспособности предприятий;

- активизации государственных, частных и общественных организаций в решении этой проблемы;

- формирования в регионе социально-экономической среды, в которой улучшение качества продукции стало бы наиболее доступным способом увеличения дохода товаропроизводителей, а также духовно-нравственной атмосферы гордости за Волгоградскую марку, Волгоградскую культуру качества.

Реализация Региональной комплексной программы повышения конкурентоспособности предприятий путем создания и сертификации систем обеспечения качества (далее Региональная программа качества) началась 11 сентября 1995 года, когда Администрацией Волгоградской области, Администрацией города Волжского, Торгово-промышленной палатой РФ, Волгоградской торгово-промышленной палатой (ВТПП) и Академией проблем качества РФ совместно была принята концепция реализации данной программы.

В то время трудно было предположить, что этот документ надолго станет постоянным руководством к действию и эффективным инструментом по укреплению конкурентоспособности местных предприятий.

Именно с введением программы на территории области в Волгоградской торгово-промышленной палате связано создание Регионального центра качества, который приступает к консалтинговой деятельности с целью подготовки предприятий к сертификации систем качества на соответствие международных стандартов. При этом Торгово-промышленная палата берет на себя функцию популяризации и пропаганды Программы качества региона, активного содействия внедрения ее в бизнес-сообщество Волгоградской области.

Долгосрочной целью Региональной программы качества послужило создание в регионе организационных, экономических и социальных условий для устойчивого постоянного улучшения качества продукции и услуг, позволяющих увеличивать доходность работы предприятий, расширять объемы производства и экспорта, создавать новые рабочие места и, тем самым, повышать уровень жизни населения региона.

Для достижения целей программа была разбита на этапы, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Этапы Программы качества

Этап	Сроки	Название	Цели этапа	Выполненные мероприятия
I	1995-1998 гг.	Региональная комплексная программа повышения конкурентоспособности предприятий путем создания и сертификации систем обеспечения качества	Подготовка местных специалистов, способных вытеснить с регионального рынка представителей иностранных фирм, услуги которых весьма дорого стоят.	Подготовлена нормативная база для ведения деятельности по повышению конкурентоспособности продукции предприятий области. Определена структура региональной системы управления качеством продукции. Подготовлены специалисты для ведения работ на предприятиях. Определены базовые предприятия программы.
II	1998-2000 гг.	Региональная комплексная программа управления качеством продукции и услуг	Отработка системы взаимодействия всех участников программы и начало работ на базовых предприятиях.	Разработан и апробирован на предприятиях комплект методических материалов, способствующих подготовке к сертификации их систем управления, с учетом вида выпускаемой продукции или оказываемой услуги, особых потребностей каждой категории работников (высшего руководства, руководителей подразделений, специалистов и рабочих), состояния системы качества, традиций предприятия. Создание в Волгоградской области системы содействия предприятиям и организациям в вопросах разработки и освоения систем управления, соответствующих нормам российских и международных стандартов ИСО семейства 9000 версии 2000 года и 14000 версии 1996 года.

Окончание таблицы 1

III	2001-2003 гг.	«Создание в Волгоградской области системы содействия предприятиям и организациям в вопросах освоения систем менеджмента качества, соответствующих нормам международных стандартов ИСО 9000 версии 2000 года и ИСО 14000 версии 1996 года»	Непосредственная работа по повышению конкурентоспособности продукции и услуг предприятий и организаций региона.	Информирование общественности о качественных товарах и услугах предприятий и организаций региона в средствах массовой информации. Обучение и стажировка специалистов менеджмента качества и окружающей среды. Решение вопросов организации работ по безопасности промышленных объектов.
IV	2004-2006 гг.	Освоение предприятиями и организациями Волгоградской области интегрированных систем управления, соответствующих нормам российских и международных стандартов ИСО семейств 9000 версии 2000 года, отражающих управленческие аспекты деятельности, 14000 версии 1996 года, отражающих экологические аспекты и международные принципы охраны окружающей среды, и 18000 версии 2000 года, отражающих основы промышленной и профессиональной безопасности	Вовлечение предприятий и организаций города и области в реализацию мероприятий программы.	По инициативе Регионального центра качества Волгоградской области торгово-промышленной палаты состоялся дебют конкурса на соискание премии Главы администрации Волгоградской области «Волгоградская марка качества» с целью стимулирования повышения качества продукции и услуг фирм, а также содействие внедрению эффективных методов менеджмента на предприятиях области.
V	2007-2015 гг.	Региональная комплексная программа повышения конкурентоспособности организаций Волгоградской области	Повышение конкурентоспособности предприятий Волгоградской области.	Итоги будут подводиться по окончании V этапа

Созданная в Волгоградской области площадка позволила предприятиям получить комплексную поддержку по созданию и развитию модели управления, соответствующей требованиям

законодательства РФ и международных стандартов. При этом комплексная поддержка включает в себя:

1. Государственная поддержка Администрации Волгоградской области - ежегодно до 20 производственных предприятий малого и среднего бизнеса получают услуги по внедрению систем менеджмента на бесплатной основе за счет средств регионального и федерального бюджета.

2. Консультационная поддержка предприятиям от Волгоградской торгово-промышленной палаты при внедрении систем менеджмента в соответствии с требованиями международных стандартов менеджмента (от момента принятия решения высшим руководством о внедрении системы менеджмента до получения сертификата соответствия).

3. Образовательная деятельность Международного центра подготовки кадров Волгоградской торгово-промышленной палаты - подготовка специалистов и аудиторов систем менеджмента.

4. Сертификационная деятельность Ассоциации по сертификации «Русский Регистр» (Волгоградский филиал) – предоставление возможности предприятиям региона получать доступные, компетентные, международно-признанные сертификационные услуги по всему необходимому спектру стандартов на системы менеджмента.

5. Работа Волгоградского отделения Всероссийской организации качества по информированию компаний региона о передовом опыте в области систем менеджмента и борьбе с «информационным голодом» бизнеса.

Реализация Волгоградской региональной программы качества была бы невозможна без сотрудничества на всех уровнях, в частности, без поддержки Администрации, а позже Правительства Волгоградской области, Волгоградского отделения Всероссийской организации качества, Торгово-промышленной палаты России, Ассоциации по сертификации «Русский Регистр» и образовательных учреждений региона.

При этом следует особо выделить в этом списке Волгоградское отделение Всероссийской организации качества, которое выступало одним из разработчиков Региональной комплексной программы качества. Созданное 22 марта 2001 года, Волгоградское отделение ВОК было призвано выполнить ряд важнейших задач:

- осуществлять связь и организовать деловое сотрудничество с законодательной и исполнительной властями региона;

- участвовать в работе комитетов, комиссий, программ, организуемых региональными и местными властями при создании и реализации на уровне региона Программы качества и Национальной политики в области качества.

Выступая в роли участника Волгоградской программы качества и связующего звена между организациями-участниками, Волгоградское отделение ВОК в течение более 13 лет проводит следующие работы и мероприятия:

- участие в разработке и согласованию нормативной базы регионального значения по вопросам качества продукции и услуг;

- информационная работа с целью популяризации и пропаганде идей качества;

- агитационная работа с целью вовлечения бизнеса региона в процесс сертификации продукции и систем менеджмента;

- региональный бенчмаркинг в рамках конференций, выставок, смотров качества продукции, круглых столов с целью обобщения передового опыта управления качеством и повышения качества производимых товаров и оказываемых услуг;

- содействие в организации и проведении учебных курсов и практикумов по управлению качеством;

- организация и координация участия предприятий региона в Программе «100 лучших товаров России»;

- сертификация систем менеджмента на соответствие действующих международных и отраслевых стандартов в различных отраслях промышленности и направлений деятельности.

За время работы Волгоградским отделением ВОК проделана огромная работа в указанных выше направлениях: опубликовано более 400 статей по вопросам качества в научных и публицистических изданиях; организовано и проведено более 10 конкурсов и 150 семинаров; проведена сертификация систем менеджмента более чем в 250 предприятиях региона. И это только часть статистики работы членов Волгоградского отделения Всероссийской организации качества.

На одном из последних заседаний Волгоградского отделения ВОК в мае 2015 года Юрий Лапынин (руководитель отделения с 2013 по 2015 гг.), д.т.н., профессор подвел итоги работы Волгоградского отделения ВОК, отметив, что, помимо достижений в работе отделения, ставших уже традиционными, очень важно отметить тот факт, что Волгоградское отделение не стоит на месте и ставит для себя новые задачи, например, привлечение к вопросам управления

качеством студентов образовательных учреждений региона - тех, от кого в скором времени будет зависеть развитие региона и, в частности, качество реализации Волгоградской программы качества. Только за последние 3 года, со студентами различных образовательных учреждений высшего и среднего профессионального образования проведено более 10 тематических конференций, круглых столов и бесед по вопросам управления качеством, качеством продукции и услуг и вопросу вовлеченности каждого в данный процесс.

Таким образом, проделанная совместная работа Администрации Волгоградской области, Волгоградской торгово-промышленной палаты и ее структурных подразделений - Международного центра подготовки кадров, Регионального центра качества, консалтинговых компаний, органов по сертификации, представленных в регионе, Волгоградского регионального отделения Всероссийской организации качества в рамках Волгоградской региональной программы качества позволила создать и обеспечить все условия, необходимые для широкомасштабного освоения предприятиями региона идеологии стандартов обеспечения качества производимой продукции (оказываемых услуг), повышения конкурентоспособности регионального бизнеса не только на Волгоградском рынке, но и на общероссийском и зарубежном рынках. Главной победой, по мнению участников реализации Программы качества региона, стало желание, и, что особенно ценно, инициатива регионального бизнеса к дальнейшему развитию идей качества и внедрению инновационных методов повышения качества, конкурентоспособности продукции на своих предприятиях. Вот он, принцип вовлеченности в действии.

АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Горбачев А.В., мастер аварийно-восстановительного поезда
Моршанское ЛПУМГ, филиал ООО «Газпром трансгаз Москва»

В настоящее время филиал ООО «Газпром трансгаз Москва» Моршанское ЛПУМГ применяет и внедряет новые усовершенствованные технологии и оборудование отечественного производства при поведении ремонтных работ на объектах МГ. Автоматизация сварочных процессов позволила увеличить качество,

снизить трудоемкость, а также сократить затраты на производимые работы.

Плазменная резка автоматическим комплексом воздушно-плазменной резки УПР-2.3. Используется при подготовительных работах для сварочного процесса, а именно демонтаже и подготовке кромок СДТ (соединительных деталей трубопровода) и ТПА (трубопроводной арматуры). В состав комплекса входят аппарат ДС 120П.33, труборез ТР-2, блок управления труборезом, осушитель воздуха, компрессор (3-6 атм.).

Основные преимущества перед газокислородной резкой:

- высокая скорость резки;
- исключена деформация, благодаря малому локальному прогреву металла;
- высокое качество и чистота разреза;
- высокая безопасность в процессе сварки, потому как отсутствуют баллоны с газом, кислородом и горючими материалами;
- возможность профессиональной высокоточной фигурной резки материала;
- нет ограничений по геометрической форме заготовки;
- возможна резка «под фаску» за счет изменения угла между плазмотроном и поверхностью трубы.

Комплекс автоматической сварки «Протеус» предназначен для выполнения сварки неповоротных кольцевых стыков в автоматическом режиме во всех пространственных положениях. В состав комплекса входят: две самоходные сварочные головки; блок питания; направляющие пояса, диаметром от 406 до 1420мм; ручное программирующее устройство; пульт дистанционного управления; источник сварочного тока - выпрямитель для дуговой сварки ВД-506ДК.

Основные преимущества:

- высокое качество сварных соединений при высокой производительности;
- малый вес и размеры головок;
- удобное управление головками через пульт дистанционного управления, при минимальной физической нагрузке на оператора;
- улучшенная отделяемость шлака без шлифовки;
- единое универсальное исполнение правой и левой головок;
- возможность программирования 12 различных программ сварки с помощью программатора.

Комплекс цифровой радиографии «Фосфоматик-35». Основной составляющей комплекса является использование фосфорных пластин способных накапливать скрытое изображение под воздействием рентгеновского излучения, хранить это изображение длительное время и впоследствии освобождать сохраненную фосфором энергию в виде света в видимом диапазоне при облучении красным лазером. Экспонирование производится с помощью любого источника рентгеновского излучения. Для считывания скрытого изображения применяется современная компьютерная техника. Процесс считывания занимает от 20 секунд до 5 минут в зависимости от размера пластины и необходимого пространственного разрешения. После считывания фосфорная пластина стирается и становится готовой к повторному использованию.

«Фосфоматик-35» сочетает такие качества как: мобильность гибких фосфорных пластин, высочайшее качество рентгеновской пленки, широкий динамический диапазон, высокая скорость работы, цифровая обработка данных и отсутствие дорогих расходных материалов. При оценке экономической эффективности внедрения систем «Фосфоматик-35» следует учитывать, что отпадает необходимость в рентгеновской пленке, химикатах, оборудовании для проявки, сушки, помещениях для хранения пленки.

Комплекс плазменно-дуговой строжки УПР-2.4С «Стриж» характеризуется высокой производительностью, экономичностью и безопасностью для окружающей среды. Предназначен для ремонта монтажных сварных швов, выборки поверхностных дефектов труб и соединительных деталей коррозионного и стресс-коррозионного характера, а также дефектов продольных сварных швов. В состав комплекса входит: источник плазменный ДС 120П.33 с резаком для ручной строжки; автоматическая головка УПР-2.4С «Стриж» с плазматроном для строжки; пульт управления; блок управления; пояса магнитные для продольной строжки; пояса радиальные для строжки дефектов сварки труб до Ø1420 мм; компрессор воздушный (5-6 атм.); осушитель воздуха ТТ390.

Основные преимущества:

- высокая производительность удаления металла;
- простота использования;
- хорошая видимость рабочей зоны;
- минимизация последующей зачистки.

СИСТЕМА ЦЕХОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ КЛАПАНА РЕГУЛЯТОРА «МОКВЕЛД» НА КОМПРЕССОРНОМ ЦЕХЕ С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ

Глухов Д.А., инженер по эксплуатации
ООО «Газпром трансгаз Самара»

Электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА) обладают высокой надежностью и значительно проще в эксплуатации, чем газотурбинные.

Однако, одним из недостатков электропривода прежде всего является слабая приспособленность ГПА к переменным режимам работы газопровода из-за постоянной частоты вращения ротора электродвигателя.

При работе ГПА с центробежным нагнетателем (ЦБН) газодинамические характеристики нагнетателей и магистрального газопровода (МГ) должны быть согласованы. Расходная характеристика газопровода подвергается постоянным изменениям. Она меняется в зависимости от расхода газа потребителями и давления газа на входе в КС. При увеличении расхода газа через ЦБН ЭГПА происходит рост токовой нагрузки на статор электропривода (I_{ст}), увеличение I_{ст} свыше допустимого значения приведет к аварийному останову ЭГПА. Поэтому для обеспечения нормального режима работы электропривода при увеличении расхода газа через КЦ необходимо дополнительно включить в работу ЭГПА, а при сокращении наоборот - исключить из работы агрегаты (в отличие от газотурбинных газоперекачивающих агрегатов, где регулирование производительности ЦБН осуществляется изменением частоты вращения ротора ЦБН).

При резком увеличении расхода газа через ЦБН работающих агрегатов во избежание аварийного останова по перегрузу электропривода регулирование производительности нагнетателя ГПА с электроприводом может осуществляться дросселированием газа на входе в нагнетатель.

На компрессорном цеху (КЦ) № 3 Тольяттинского ЛПУМГ регулирование расхода газа на входе КЦ производилось закрытием кранов №7р и №7ар, установленных на двух входных шлейфах перед пылеуловителями, один из которых был предварительно настроен на неполное закрытие 30-50% механическим упором. После

перестановки кранов оператор производил анализ работы агрегатов и принимал решение о возможности их дальнейшей работы или останове. При резком изменении режима работы МГ, не всегда удавалось уменьшить расход газа через ЦБН работающих ГПА данным способом, что приводило к аварийному останову по перегрузу электродвигателя ГПА.

Недостатки данного метода:

- закрытие кранов производилось только вручную (дистанционно, или по месту), своевременное срабатывание системы полностью зависело от человеческого фактора;

- низкая эффективность - предварительная настройка крана-регулятора не всегда соответствовала необходимой пропускной способности.

Для повышения надежности работы КЦ при переменном режиме работы МГ было предложено разработать систему автоматического цехового регулирования (далее - систему) с применением в качестве регулятора расхода газа на входе КЦ клапана МОКВЕЛД.

В 2013 году был установлен регулирующий клапан Mokveld после крана №7ар, и реализовано управление клапаном Mokveld и краном №7р от САУ КЦ. Специалистами ГКС совместно с КИП был разработан алгоритм автоматического управления системой. За контролируемый параметр был принят параметр токовой нагрузки на статор электропривода, ток статора ГПА (Iст).

Так как Iст пропорционален расходной характеристике нагнетателя, то удержание данного параметра в заданных пределах позволяет обеспечить нормальный режим работы и привода и ЦБН. Разработанный алгоритм был внедрен в САУ КЦ.

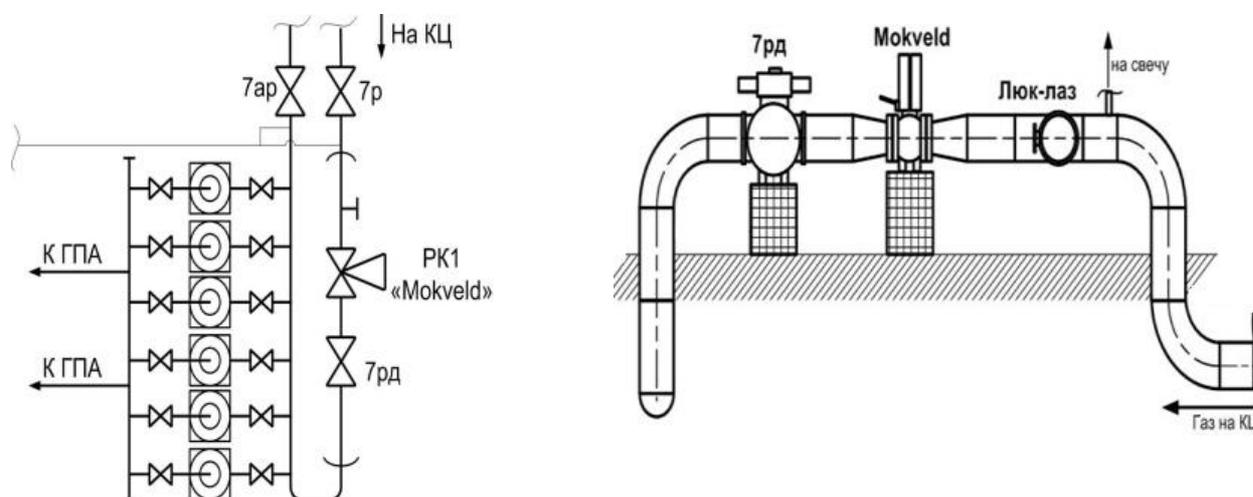


Рис.1. Монтажная схема

Участок входного шлейфа выведен в надземное исполнение отводами. Смонтирован клапан- регулятор «Моквелд», кран после клапана для возможности его отсечения и проведения ТО, а так же установлен люк-лаз перед клапаном для осуществления осмотра и чистки защитной решетки.

Алгоритм работы системы предусматривает:

1. Закрытие крана № 7ар при достижении значения тока статора величины срабатывания системы (790 А) на одном из работающих ГПА

2. Регулирование клапаном Моквелд на закрытие при достижении значения тока статора величины верхнего допустимого предела (795 А) на одном из работающих ГПА

3. Открытие крана 7ар при снижении максимального значения тока статора до величины 780А

4. Предусмотрена защита от закрытия регулирующего клапана “Mokveld” и крана 7ар при ложных забросах показаний тока статора ГПА, превышающих 150А в секунду (в случае отказа датчиков, обрывов в измерительных цепях).

Для проверки работы кранов-регуляторов и эффективности работы системы в целом была разработана программа испытаний.

Для испытания кранов-регуляторов системы регулирования КЦ-3На работающем ГПА производили увеличение и уменьшение нагрузки на электропривод, изменяя схему работы КЦ.

Во время испытаний наблюдали перестановку крана 7ар и клапана Моквелд при достижении максимальной величины тока статора работающих ГПА значения уставок.

На всех этапах испытаний наблюдалось удержание тока статора работающих ГПА в допустимом диапазоне.

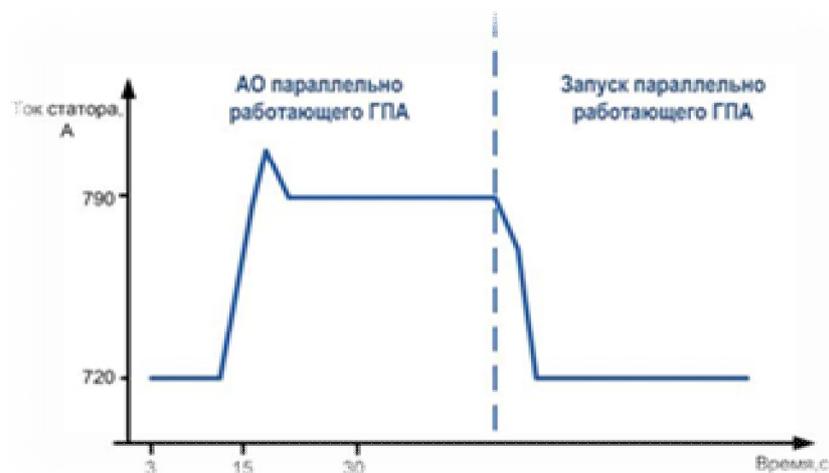


Рис. 2. График изменения токовой нагрузки на ГПА № 32 во время испытаний

На графике (см. рис. 2) рост токовой нагрузки при имитации аварийного останова параллельно включенного ГПА. Закрытие 7ар, закрытие клапана Моквелд и поддержание значения величины тока статора на уровне 795 А. А так же отработка алгоритма в обратном порядке при восстановлении нормальной схемы работы КЦ.

Испытания показали, что система цехового регулирования КЦ-3 Тольяттинского ЛПУМГ:

- обеспечивает быстрый отклик системы на изменение параметров работы ГПА,
- обеспечивает точное позиционирование и регулирование положения затвора крана-регулятора в режиме дросселирования,
- обеспечивает эффективную защиту ГПА при резком нарастании токовых нагрузок вследствие изменения расходных характеристик нагнетателей в автоматическом режиме,
- позволяет в значительной мере исключить человеческий фактор,
- повышает эффективность, надежность и безопасность компрессорной станции.

По результатам испытаний данная система введена в опытно-промышленную эксплуатацию с последующим внедрением в промышленную эксплуатацию.

Список литературы

1. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
2. Инструкция по эксплуатации клапанов-регуляторов «Моквелд».
3. Инструкция по эксплуатации ГПА типа СТД-12500.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРСОНАЛА В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ ЗАГРУЗКИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Дерюшев К.О., инженер 2 категории ПОЭМГиГРС
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Целью данной работы является разработка эффективной программы оптимизации персонала в рамках необходимости выполнения организационных изменений.

Анализ теоретических моделей управления персоналом в условиях изменений показал, что большинство из них содержат обобщенные практические рекомендации. Наиболее подробной и практичной является «Модель 8 Шагов» Джона Коттера, положительным отличием которой является наличие поэтапного контроля реализации модели, оценка результатов и эффективности, а также вовлечение персонала организации в процесс внедрения изменений.

Полезным примером управления персоналом в условиях изменений может стать опыт ООО «Газпром добыча Ямбург» в период 2004-2005 гг., при этом основными инструментами преобразований стали сокращение и переподготовка персонала. Создание рабочих комиссий, переподготовка персонала, перевод на существующие вакантные должности, стимулирование к выходу на пенсию работников пенсионного возраста, горизонтальные ротации внутри предприятия и отрасли позволило предприятию с наименьшими потерями сохранить имеющийся кадровый потенциал.

Предпосылкой оптимизации персонала в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» (далее Общество) стал разработанный в 2012 году инвестиционный замысел «Обоснование вывода из эксплуатации избыточных газотранспортных мощностей «центрального» коридора на период до 2030 года». В соответствии с обоснованием, максимальное снижение загрузки (56%) и вывод производственных мощностей предполагается по газопроводам Ужгородского коридора, начиная с 2020 года.

По результатам анализа основных производственных характеристик выявлено, что наибольшим сроком эксплуатации, суммарной наработкой газоперекачивающих агрегатов, низкими значениями технических расчетных показателей (коэффициент готовности, коэффициент технического использования, наработка на отказ) обладают КЦ4 КС Агрызская, КЦ6 КС Горнозаводская, КЦ4 КС Кунгурская и КЦ2 КС Ординская. Данные объекты предлагаются к первоочередному выводу из эксплуатации, начиная с 2020 года.

Вывод цехов из эксплуатации влечет за собой высвобождение обслуживающего персонала. В общей сложности эксплуатацией объектов занимаются 103 человека, из них 73 человека относятся к категории рабочих, 26 человек к категории специалистов и 4 человека к категории руководителей. При этом средний возраст рабочего персонала составляет 38 лет, тогда как в составе специалистов основную долю составляют работники в возрасте старше 40 лет.

В настоящее время потребность выполнения текущих ремонтов газораспределительных станций (ТР ГРС) Общества значительно превышает объем финансирования, что влечет за собой отрицательную динамику их выполнения. В условиях удорожания стоимости работ и материалов, выполнение ТР ГРС силами подрядных организаций становится невозможным. В связи с чем, целесообразным выходом из сложившейся ситуации, становится выполнение текущих ремонтов за счет привлечения собственных ресурсов предприятия («хозспособ»), то есть использования высвобождающегося персонала для выполнения работ по ремонту ГРС, создав на базе ликвидируемых компрессорных цехов 4 ремонтных участка суммарной численностью 88 человек.

Расчет численности участков выполнен в соответствии с нормативами Центральной нормативно-исследовательской станцией ПАО «Газпром» на основании существующих сметных трудоемкостей объектов ремонта. Предлагаемая оптимизация предполагает сокращение существующего штата на 15 человек за счет увольнения персонала в связи с выходом на пенсию. Возникающие вакансии предполагается «закрывать» с заключением срочных трудовых договоров.

Формирование предлагаемых участков потребует переподготовки персонала по существующим сертифицированным программам в Учебно-производственном центре Общества. Переподготовка включает в себя теоретическое и производственное обучение. Программы и продолжительность обучения подбираются индивидуально, исходя из имеющегося образования работников.

На основании выбранной модели управления изменениями («Модель 8 шагов» Джона Коттера) разработана Программа оптимизации персонала сроком до 2020 года. Каждый этап программы содержит конкретные действия, а так же инструменты реализации этих действий. Для каждого этапа определены ответственные исполнители (подразделения), а так же установлены сроки осуществления этапов.

Затраты на реализацию программы складываются из затрат на переподготовку персонала и затрат на оснащение участков, и составят в общей сложности 4 997 594, 56 рублей.

Социальный эффект от внедрения Программы достигается за счет ее соответствия основным направлениям Политики управления человеческими ресурсами Общества. При этом вовлечение персонала в реализацию изменений, публичное нематериальное поощрение

сотрудников за активное участие в этом процессе приведет к росту уровня лояльности персонала проводимым изменениям, а освещение в корпоративных средствах массовой информации всех этапов проводимых реформаций позволит предупредить снижение доверия к Обществу со стороны работников. В свою очередь, переподготовка высвобождаемых работников и обеспечение их новыми рабочими местами, позволит не только сохранить важные для предприятия кадровые ресурсы, но и будет способствовать поддержанию имиджа ООО «Газпром трансгаз Чайковский», как социально ориентированного предприятия.

С точки зрения производства, переход на выполнение текущих ремонтов силами формируемых Участков позволит:

- скоординировать графики выполняемых работ в соответствии с утвержденными планами, без срыва физических и финансовых показателей;

- обеспечить выполнение объема текущих ремонтов в соответствии с потребностями филиалов;

- повысить качество выполняемых работ.

Экономический эффект от реализации программы определен на примере сравнительного анализа выполнения текущего ремонта одной ГРС подрядным и хозспособом. Выполнение работ собственными силами позволит получить экономию по данному объекту в размере 1 204 416, 00 рублей за счет исключения сметной прибыли, а также экономии фонда оплаты труда (далее ФОТ). Это достигается вследствие различных подходов в расчетах ФОТ: в подрядные сметы включены затраты на заработную плату, определенные в соответствии со «Сборником показателей уровня оплаты труда...» ОАО «Газпром промгаз», тогда как заработная плата работников Участков рассчитана в соответствии с Положением об оплате труда ООО «Газпром трансгаз Чайковский». Пропорционально этому уменьшились и накладные расходы, а также расходы, связанные с командированием работников.

Список литературы

1. Андреева, Т.Е. Управление персоналом в период изменений в российских компаниях: методики распространенные и результативные/ Т.Е. Андреева // Российский журнал менеджмента. - 2006. – 4 т., №2.

2. Забаев, И.В. Сокращение численности (штата) работников организации: опыт «Ямбурггазодобычи» / И.В.Забаев // Справочник кадровика. – 2006. - №11.

3. Арсеньев, Ю.Н. Управление персоналом. Модели управления: учеб.пособие / Ю.Н. Арсеньев. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2005. - 287 с.

4. Веснин, В.Р. Практический менеджмент персонала: пособие по кадровой работе / В.Р. Веснин. - М.:Юристъ, 1998. - 496 с.

5. Годовой отчет ОАО «Газпром» за 2014 год – М.: ОАО «Газпром» -180 с.

6. Отчет о производственно-хозяйственной деятельности ООО «Газпром трансгаз Чайковский» за 2014 год – Чайковский: ООО «Газпром трансгаз Чайковский». - 214 с.

7. Нормативы численности рабочих линейных производственных управлений магистральных газопроводов – М.: ЦНИС Газпром, – 2004. – 54 с.

8. Нормативы численности служащих линейных производственных управлений магистральных газопроводов (с изменениями и дополнениями). – М.: ЦНИС Газпром – 2005.- 85 с.

9. Программа реализации Политики управления человеческими ресурсами в ООО «Газпром трансгаз Чайковский» на период 2011-2015 гг.

10. Положение о системе непрерывного фирменного профессионального образования персонала ОАО «Газпром».

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ ГАЗА

Елин С.В., инженер 2 категории лаборатории по метрологии
Инженерно-технического центра
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Ультразвуковые газовые измерители стали коммерчески доступными для различных задач измерения с 1980-х годов. Многочисленные усовершенствования привели к значительному увеличению диапазона их применения. Современные измерители нашли свою нишу, в частности, в тех прикладных применениях, где требуется официальная калибровка, и где точность имеет первостепенное значение.

Эксплуатирующим организациям необходим счетчик коммерческого учета, обладающий высочайшей надежностью и

способный выполнять измерения с требуемой точностью на протяжении всего срока службы. Если же эти требования не выполняются вследствие изменения параметров процесса и/или потока газа или же изменений в самом счетчике, пользователь должен быть об этом проинформирован в режиме реального времени. Чтобы обеспечить своевременные предупреждения, могут оказаться полезными параметры диагностики, применяемые в современных ультразвуковых счетчиках газа. Ориентируясь на концепцию глобальной диагностики, в конструкцию ультразвуковых счетчиков были внесены существенные усовершенствования.

Для обеспечения надлежащего функционирования такой диагностики требуется глубокое понимание работы счетчиков, а также реакции всех параметров в условиях нормальной и ненормальной работы.

Автоматизированная система диагностики отслеживает изменение важных параметров, таких как профиль-фактор, симметрия, соотношение сигнал/шум, турбулентность и т.д. Предупреждения о резком изменении данных параметров в настоящее время является важным фактором при техническом обслуживании оборудования по текущему состоянию. Кроме того, очень важно располагать данными диагностики за длительный период эксплуатации, чтобы достоверно определять, представительность показаний счетчика.

Наряду с этими отличительными чертами, присущими всем ультразвуковым счетчикам с несколькими измерительными лучами, существуют дополнительные принципиальные возможности прямого сопоставления измерений. Можно реализовать два основных подхода: постоянное последовательное измерение, когда используются два независимых счетчика коммерческого учета или сочетание одного счетчика коммерческого учета и одного контрольного счетчика. В этом подходе используется один ультразвуковой счетчик с одним измерительным лучом, установленный ниже по потоку относительно счетчика коммерческого учета с несколькими измерительными лучами.

В данной работе будет показано, что счетчики с одним измерительным лучом сильно подвержены влиянию изменения профиля потока, таких как загрязнение формирователя потока, загрязнение трубопровода окалиной, а также любых других изменений рабочих условий, сильно сказывающихся на точности измерений. Поскольку счетчик с одним измерительным лучом

обладает значительно более высокой чувствительностью измерений, сравнение двух показаний счетчиков предоставляет простое решение для определения, правильно ли работает счетчик коммерческого учета. Если показания обоих счетчиков согласуются друг с другом, значит, измерения достоверны. Если же показания счетчиков отличаются друг от друга больше чем обычно, значит, имеются какие-то условия, которые могут повлиять на точность измерений счетчика коммерческого учета.

В настоящем докладе представлены результаты и преимущества метода, использованного в различных эксплуатируемых системах, с точки зрения надежности и экономических показателей. Сопоставление полученных данных от счетчиков, работающих в тяжелых условиях со счетчиками, работающим с чистым газом, показывает, что при работе с грязным газом показания прибора с одним измерительным лучом очень нестабильно, в то время как прибор с 4-мя измерительными лучами менее чувствительный к данным условиям.

1. Описание системы диагностики потока газа использования двух ультразвуковых расходомеров

Первая часть конструкции ультразвукового счетчика газа 2Plex 4+1 представляет собой традиционный коммерческий счетчик с 4-мя парами приемопередатчиков. Конструкция счетчика включает еще один независимый счетчик с одной парой приемопередатчиков с соответствующим электронным блоком обработки сигналов, выполненным в том же самом корпусе. Назначение второго счетчика состоит в том, чтобы обеспечивать дополнительный луч измерений и непрерывно сравнивать данные счетчика с данными от коммерческого 4-х лучевого счетчика.

Пара приемопередатчиков дополнительного счетчика расположена таким образом, чтобы его луч пересекал счетчик поперек в центральной части корпуса. Причина, по которой луч датчика с одной парой преобразователей располагается в центре (горизонтально) заключается в том, чтобы обеспечить положение, где достигается максимальная чувствительность счетчика к изменению профиля. В результате при изменении эпюры скоростей, возникает разница объемов газа, измеряемых однолучевым и 4-х лучевым счетчиком. То есть, однолучевой счетчик с датчиками, расположенными в центре потока газа, обладает большей чувствительностью к возмущениям потока нежели 4-х лучевой счетчик.

Эти возмущения потока (изменения эюры скоростей) может быть вызвано несколькими внешними факторами, включая частичное блокирование формирователя потока и загрязнение трубопровода. Все эти причины вызывают изменения эюры скоростей, которое «видит» счетчик.

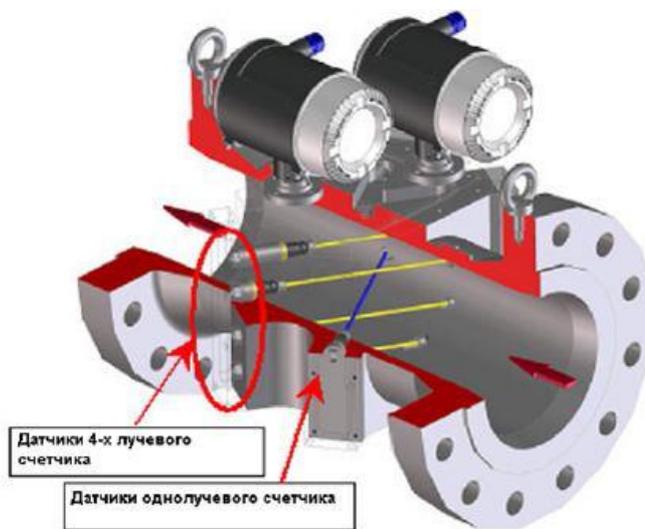


Рис. 1. Конструкция расходомера

Работа датчика с такой конструкцией заключается в том, что изменения профилей, сильно влияющие на показания счетчика с одним лучом, расположенного в центре потока, не оказывают значительного влияния на 4-х лучевой счетчик. На рисунке 1 представлена конструкция такого счетчика. На рисунке 2 представлен сам счетчик.



Рис. 2. Внешний вид расходомера

2. Описание предложения

При эксплуатации трубопровода условия работы могут измениться, что может негативно сказаться на точности измерений, даже при использовании формирователя потока. Такие изменения

условий работы включают: блокирование формирователя потока чужеродными телами, загрязнение трубопровода, внезапные пульсации газа, а также возможные колебания напряжения в электронике и приемопередатчиках 4-х лучевого счетчика. Использование в конструкции второго независимого электронного блока с независимым измерительным лучом, в сущности, позволяет осуществить сверку данных измерения потока с 4-х лучевым счетчиком в режиме реального времени.

Однако почему для сверки показаний с 4-х лучевым коммерческим счетчиком лучше использовать однолучевой контрольный счетчик, а не еще один 4-х лучевой контрольный счетчик?

На протяжении нескольких последних лет были получены данные, показывающие, что счетчики с одной парой приемопередатчиков, использующие ультразвуковой сигнал, проходящий через центр корпуса счетчика, оказываются более чувствительными к изменению профиля потока. В статье, опубликованной в 1998 году Терри Гримли (Terry Grimley) [3], эффекты, возникающие в установке, измерялись двумя многолучевыми счетчиками и двумя однолучевыми счетчиками. Многочисленные эффекты, возникающие в установке, были исследованы на трубопроводе с двумя коленами в плоскости и вне плоскости на расстоянии 4 метров вверх по потоку. Двухлучевые счетчики показали относительно хорошие рабочие характеристики с погрешностью, которая отнесена к условиям данной установки и составляла порядка 0,5% или менее. В трубопроводе с той же самой конфигурацией однолучевые счетчики показали ошибки порядка 2-5%. Очевидно, что многолучевые счетчики намного лучше справляются с ассиметричными и вращающимися профилями, чем однолучевые счетчики.

Изменения профиля также возникают при образовании загрязнений внутри трубопровода и корпуса счетчика. По мере отложения загрязнений увеличивается сила трения о стенки трубопровода, что вызывает увеличение эпюры в центре счетчика по сравнению с областью вдоль стенки трубопровода. В статье, опубликованной в материалах Конференции Северного моря по измерениям потоков NSF MW 2005 (North Sea Flow Measurement Workshop - NSF MW) в 2005 году [1] обсуждается, как профиль изменяется со временем вследствие внутреннего загрязнения трубопровода. В этой статье приводятся примеры отклика счетчика

при блокировке формирователя потока, установленного выше по потоку. В результате измерения, выполненные 4-х лучевым счетчиком и независимым однолучевым счетчиком, сильно разнятся.

Расположение приемопередатчиков в середине корпуса счетчика производится намеренно, поскольку в этом месте достигается наибольшая чувствительность при измерении потока. Иными словами, изменение сигнала такого датчика, расположенного в центре счетчика, будет намного больше по сравнению с расположением в любом другом месте. Это обстоятельство предоставляет отличную возможность проверять показания 4-х лучевого датчика, показания которого при изменении профиля изменяются значительно меньше.

Многие из описанных выше проблем могут быть идентифицированы при использовании диагностики счетчиков и соответствующего ПО производителей. Проблема современных методов идентификации потенциальных ошибок измерений заключается в том, что большинство пользователей проверяют диагностику счетчиков только раз в месяц, а иногда и еще реже. При возникновении проблемы могут пройти недели до того, как она будет идентифицирована и, следовательно, это сильно скажется на точности измерений.

Предлагаемая схема измерений, основанная на методе сравнения выходного сигнала однолучевого счетчика и 4-х лучевого коммерческого счетчика, позволяет оценить рабочие характеристики счетчиков каждый день. Это означает, что в случае возникновения проблемы, потенциальная ошибка измерений в системе может быть идентифицирована в течение одного дня. После того, как проблема идентифицирована, можно высылать квалифицированный персонал для более детального обследования счетчика и последующего принятия мер. В нынешних реалиях, при постоянно возрастающих ценах на газ, погрешности при транспортировке, покупке или продаже газа могут привести к более значительным финансовым рискам, чем когда-либо прежде. Тот факт, что о потенциальной проблеме со счетчиком становится известно в течение одного дня (или нескольких часов) может снизить объемы неучтенного газа.

3. Исследования предлагаемого метода

Одной из проблем, возникающей при использовании формирователя потока, является мусор, который собирается перед ним. Это явление может отрицательно сказаться на точности

ультразвукового счетчика. Такое явление было продемонстрировано в первой части доклада.

Чтобы количественно определить преимущества предлагаемой конструкции, были проведены испытания (путем математического моделирования) с блокированием формователя по нескольким сценариям. Были проведены испытания не только при 40% блокировке, но также при блокировании всего лишь одного отверстия.

На рисунке 3 представлена погрешность 4-х лучевого счетчика при нормальном режиме работы и при 40% блокировке формователя потока.

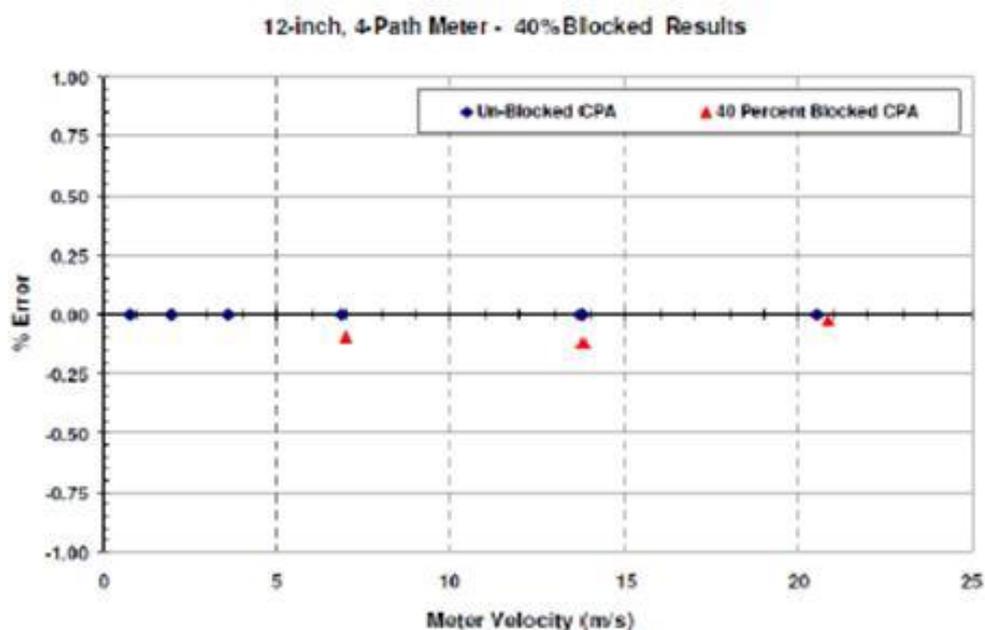


Рис. 3. Погрешность измерений 4-х лучевого счетчика при нормальном режиме работы формователя потока и при блокировании 40% поверхности формователя

Из рисунка 3 следует, что погрешность измерения 4-х лучевого счетчика составили -0.15% . На рисунке 4 показаны результаты погрешности однолучевого счетчика, полученные на протяжении того же самого времени.

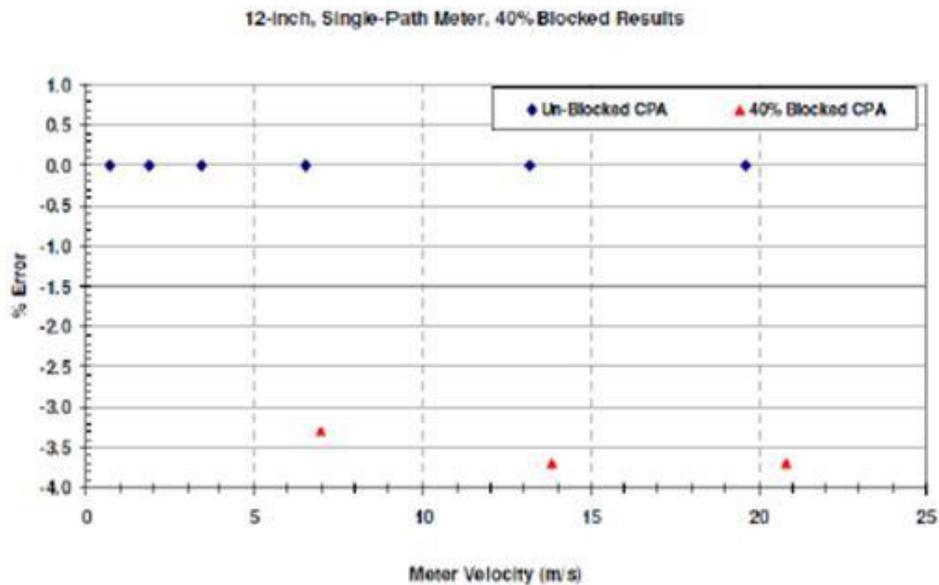


Рис. 4. Погрешность измерений 250-мм однолучевого счетчика при нормальном режиме работы формирователя потока и при блокировании 40% поверхности формирователя

Влияние на точность однолучевого счетчика составляет примерно -3.5%. Таким образом, при таком же блокировании выше по потоку и таком же диаметре, показания однолучевого счетчика изменились более чем в 20 раз по сравнению с 4-х лучевым счетчиком.

Следующим этапом были моделирования при блокировке только одного отверстия формирователя потока. На рисунке 5 приведены результаты для 4-х лучевого счетчика, а на рисунке 6 – результаты для однолучевого счетчика.

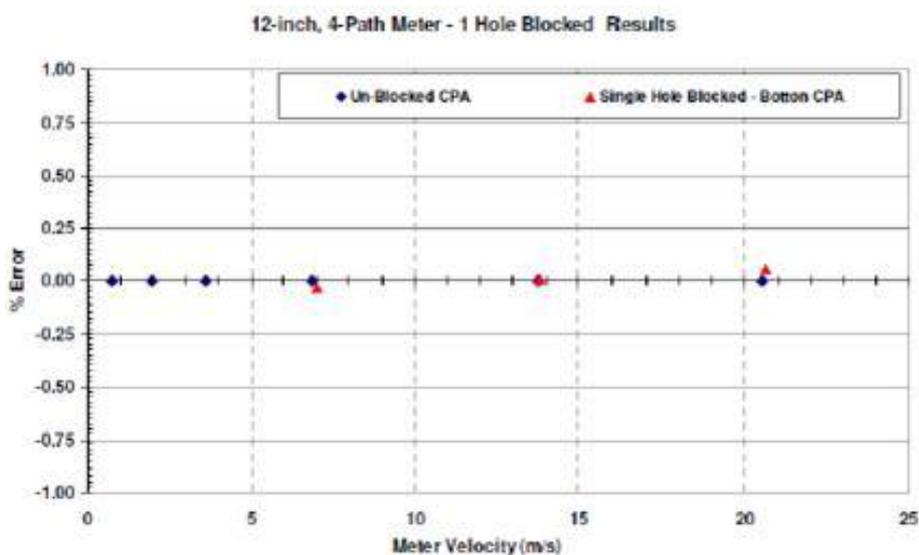


Рис. 5. Погрешность измерений 4-х лучевого счетчика при нормальном режиме работы формирователя потока и при блокировании 1 отверстия

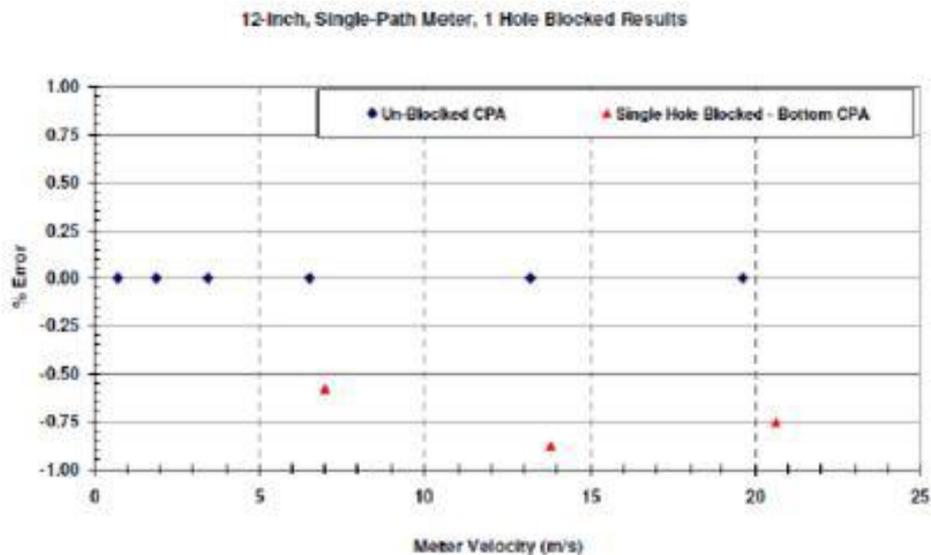


Рис. 6. Погрешность измерений однолучевого счетчика при нормальном режиме работы формирователя потока и при блокировании 1 отверстия

Из рисунка 5 следует, что изменений в точности 4-х лучевого счетчика не наблюдалось, в то время как погрешность однолучевого счетчика, как показывают результаты на рисунке 6, изменилась приблизительно в пределах от -0.6% до -0.85%. Таким образом, даже при одном заблокированном отверстии, изменение точности однолучевого счетчика оказывается довольно значительным. Таким образом, разницу в показаниях 4-х лучевого счетчика и однолучевого счетчика можно легко идентифицировать.

В настоящее время стоимость энергии выше, чем она была несколько лет назад и вряд ли эта тенденция поменяется на обратную. Внедряя технологию ультразвуковых измерений на протяжении нескольких лет, многим пользователям удалось улучшить измерения и снизить объемы неучтенного газа. Перед техническими специалистами всегда стоит одна и та же задача – обеспечить точную работу счетчиков. Это относится не только к ультразвуковым счетчикам газа, но и ко всем технологиям измерений.

Значительным преимуществом ультразвуковых счетчиков газа является их способность предоставлять диагностическую информацию, что позволяет пользователю определить «здоровье» счетчика.

В настоящее время технические специалисты располагают ПО, которое помогает определить, как работают их ультразвуковые счетчики. Поскольку все производители ультразвуковых счетчиков используют различные интегрированные методы определения скорости (различные конфигурации измерительных лучей), для

специалистов по эксплуатации зачастую трудно понять, правильно ли работают их датчики.

Кроме того, поскольку большинство пользователей обследуют датчики только раз в месяц, появившиеся проблемы могут оставаться необнаруженными в течение многих дней и даже недель. Поэтому на протяжении этого периода существенно увеличивается неточность измерений.

Анализ полученных в ходе испытаний результатов основывается, по существу, на двух принципах. Во-первых, коммерческий счетчик выбирается так, чтобы он был наименее чувствителен к любым изменениям профиля потока, которые могут возникнуть при нормальных режимах работы. И во-вторых, конструкция «контрольного» счетчика выбирается таким образом, чтобы он был наиболее чувствителен к любым изменениям профиля потока. В идеальном случае любое изменение профиля будет не только по-разному воздействовать на точность измерений этих датчиков, имеющих разные конфигурации измерительных лучей, но будет воздействовать на них в противоположных направлениях, облегчая тем самым обнаружение разницы в показаниях.

Преимущество конструкции счетчика состоит в том, что вычислитель расхода используется для проверки состояния коммерческого 4-х лучевого счетчика путем простого сравнение его показаний с показаниями однолучевого счетчика. Если эпюра скоростей остается относительно постоянной, показания обоих счетчиков совпадают. Если же в результате каких-то условий нормальный профиль оказывается возмущенным, показания однолучевого счетчика начинают существенно отличаться от 4-х лучевого. Такие возмущения профиля могут включать следующее:

- блокирование формирователя потока;
- загрязнения трубопроводов, образующиеся со временем;

Осуществляя мониторинг в режиме реального времени остальных параметров диагностики, можно определить состояние счетчика в реальном времени. Это оказывается важным, если какой-либо параметр диагностики, такой как усиление сигнала приемопередатчиков или низкое соотношение сигнал/шум из-за управляющего клапана, приблизился к значению, при котором измерительный луч станет неработоспособным.

Осуществляя мониторинг всех параметров диагностики счетчика (как 4-х лучевого, так и однолучевого счетчиков),

пользователь может достичь гораздо более высокой уверенности в том, что получает достоверную информацию.

В настоящее время погрешность измерений стала очень важным фактором. Фактически для всех применений сейчас требуется поддерживать точность измерений на самом высоком уровне. Использование предлагаемого подхода может значительно сократить эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание, снизить неточность измерений и, таким образом, уменьшить эксплуатационные расходы.

Список литературы

1. Кремлевский, П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ: справочник: кн.1 / П.П. Кремлевский. – СПб.: Политехника, 2002. - 409 с.

2. Кремлевский, П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ: справочник: кн.2 / П.П. Кремлевский. – СПб.: Политехника, 2002. - 378 с.

3. Канев, Д.В. Применение ультразвуковых расходомеров при создании узлов измерения природного газа / Д.В. Канев // Газовая промышленность. – 2012. - №6.

4. Кнейсли, Д. Мониторинг технического состояния ультразвукового счетчика газа – полностью автоматизированное решение / Д. Кнейсли, Д. Лэнсинг, Т. Дитц // Законодательная, прикладная метрология. – 2013. - №3.

5. Актуальные вопросы метрологического обеспечения измерений расхода и количества жидкостей и газов // Сборник докладов международной метрологической конференции. - Казань, 4-6 сентября 2013 г.

6. ГОСТ 8.741-2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений.

7. ГОСТ 8.611-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.

8. СТО Газпром 5.0-2008. Обеспечение единства измерений. Метрологическое обеспечение в ОАО «Газпром». Основные положения.

9. СТО Газпром 5.2-2005. Обеспечение единства измерений. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.

ЭКОНОМИЯ ГАЗА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГРС И СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ВРЕДНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ РДУ-Т

Кабин С.В., диспетчер диспетчерской службы,
Воронежское ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Москва»

В наше время природный газ, добываемый и транспортируемый ОАО «Газпром» стал одним из основных полезных ископаемых, добываемых в мире. Он широко используется на ТЭЦ для выработки тепловой и электроэнергии, в химической промышленности, и просто для коммунально-бытовых нужд.

Газораспределительные станции являются одним из звеньев между магистральными, промысловыми газопроводами и потребителем. Основной задачей ГРС является редуцировать и поддерживать газ на заданном давлении.

Наибольшие трудности при редуцировании газа на ГРС возникают из-за образования гидратов, которые в виде твердых кристаллов оседают на стенках трубопроводов в местах установки сужающих устройств, на клапанах регуляторов давления газа, в импульсных линиях контрольно-измерительных приборов. Наиболее благоприятные условия для образования гидратов - понижение температуры и повышения давления, что влечет за собой уменьшение, как упругости водяных паров, так и влагоемкости газа, в результате чего происходит образование гидратов.

Основными наиболее распространенными мероприятиями по недопущению обмерзания регуляторов являются:

- 1) применение подогревателя газа;
- 2) применение электронагревателя ленточного типа (местный обогрев);
- 3) подача метанола в газопровод.

Одним из направлений усовершенствования редуцирующих узлов, обеспечения стабильной и надежной работы – это внедрение инновационных технологий.

Установка на ГРС регуляторов с теплогенераторами (РДУ-Т) позволит исключить гидратообразование и обмерзание запорно-регулирующего узла регулятора, которое происходит в процессе

редуцирования. Регуляторы РДУ-Т отличаются от регуляторов РДУ того же класса подогревом запорно-регулирующего устройства, в зоне дросселирования газа с помощью специально вмонтированных теплогенераторов, которые работают без постороннего источника энергии, за счет отбора части кинетической и потенциальной энергии газа на входе. Температура нагрева достаточна для предотвращения процессов гидратообразования. Таким образом, необходимость подогревать газ в летнее время отпадает. Экономия средств, при таком подходе совершенно очевидна.

Регуляторы давления газа типа РДУ-Т предназначены для снижения и автоматического поддержания давления газа «после себя» на заданном значении. Регуляторы давления газа типа РДУ-Т применяются на объектах магистральных газопроводов (газораспределительных станциях, компрессионных станциях и др.).

Работа теплогенератора основана на принципе вихревого потока газа по трубопроводу под высоким давлением. Газ поступает на вход теплогенератора «А», попадает в улитку 5, где закручивается. Тепло выделяется за счет увеличения кинетической энергии. Затем проходит по центру в обратном направлении и сбрасывается в выходной коллектор. Теплогенераторы смонтированы максимально близко к наиболее проблемной зоне регулятора, что позволяет эффективно предотвращать обмерзание редуцирующего узла. Отбор газа берется непосредственно с высокой стороны регулятора через кран, а выход из теплогенераторов врезан в газопровод низкого давления.

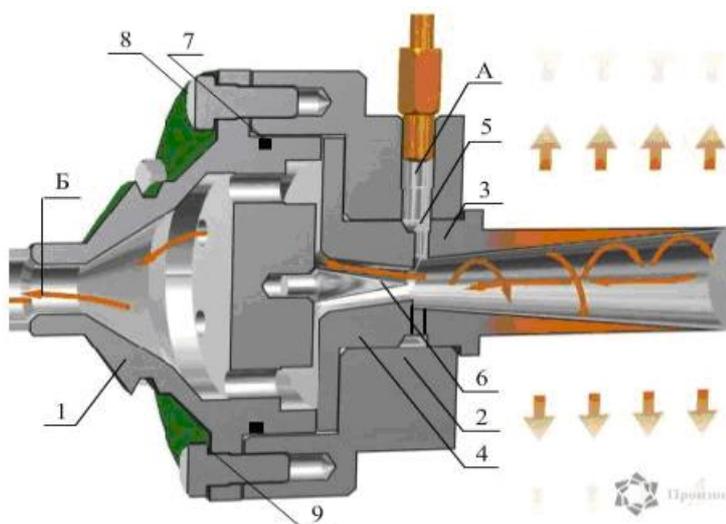


Рис.1. Регулятор РДУ-Т

(1 - крышка теплогенератора; 2 - корпус теплогенератора; 3 - фланец теплогенератора; 4 – диффузор; 5 – улитка; 6 – конус; 7 - уплотнительное кольцо; 8 – болт; 9 - шайба.

А - входной коллектор. Б - выходной коллектор)

Теплогенераторы являются постоянно действующими дросселями что в целом не сказывается при работе регулятора на линиях постоянного расхода. В случае, когда отбор газа падает ниже $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ либо полностью прекращается, необходимо перекрыть кран подачи газа на теплогенератор, но при данных условиях гидратообразования не происходит.

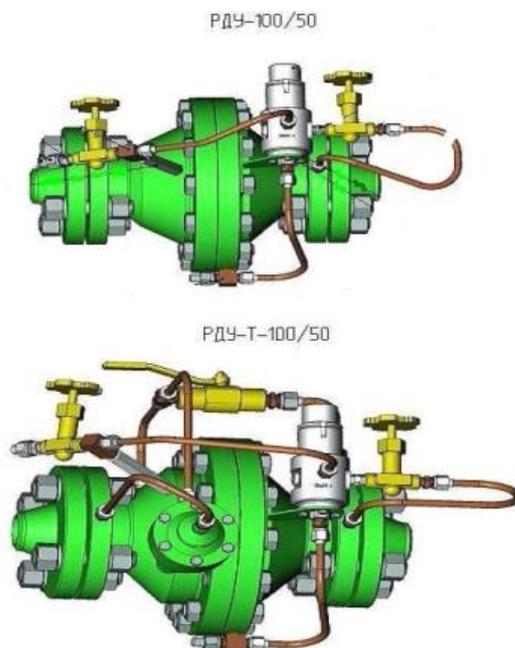


Рис.2. Сравнение РДУ и РДУ-Т

Регуляторы давления газа РДУ и РДУ-Т имеют идентичные монтажные размеры. На линии редуцирования, при замене регулятора РДУ на регулятор РДУ с теплогенератором, не потребуется проводить ни каких сварочных работ, достаточно заменить только второй по ходу газа регулятор на каждой нитке, так как первый по ходу газа регулятор открыт полностью и редуцирование на нем осуществляется только в случае выхода из строя второго регулятора.

Эффективно использовать регуляторы РДУ-Т возможно в период между отопительными сезонами, когда подогреватели газа работают с малой нагрузкой (на запальнике) и эффективность их работы невелика.

Установка регуляторов позволит сэкономить следующее количество газа, расходуемого на собственные технологические нужды:

№ п/п	Наименование ГРС	Количество сэкономленного газа на собственные технологические нужды, тыс.м ³
1	ГРС Анна	15,138
2	ГРС №3 г. Воронежа	64,416
3	ГРС Сергеевка	8,313
4	ГРС Тепличное	11,411
5	ГРС Ямное	18,908
Всего по управлению		118,186

На 01.10.2015 года 1 м³ газа, на технологические нужды, стоит – 4,37 рубля. Таким образом с помощью внедрения регуляторов РДУ-Т мы можем сэкономить – 118'186 м³ * 4,37 руб. = 516'472 рублей.

В не отопительный сезон, когда загрузка газораспределительных станций сильно падает, подогреватели работают на 3% от своих возможностей. Согласно режимно-наладочных испытаний подогревателей, их КПД падает на 30%, вследствие чего мы имеем: больше сожженного газа с меньшим эффектом, выделения вредных веществ в атмосферу, таких как: углекислый газ (CO₂), диоксид азота (NO₂), оксид азота (NO), углерод оксида (CO).

Используя регуляторы давления газа РДУ-Т, Общество получит существенный экономический эффект, упрощение в обслуживании, регуляторы помогут уменьшить негативное влияние на окружающую среду, рационально использовать газ на собственные нужды, сократить использование метанола и повысить надежность работы системы в целом. Считаю необходимым использовать, регулятор РДУ-Т при будущих капитальных ремонтах и строительствах ГРС.

ВЫРАБОТКА ГАЗА ИЗ КОЛЛЕКТОРА ЦЕХА ПРИ СТРАВЛИВАНИИ. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

Калинин С.С., инженер по эксплуатации оборудования газовых объектов 1-ой категории газокompрессорной службы №1 Донского линейного производственного управления магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Москва»

В настоящее время тема экономии энергоресурсов в газовой промышленности имеет одно из приоритетных значений. В тот же самый момент безвозвратные потери метана при стравливании газа из коллекторов цехов исчисляются миллионами нормальных метров

кубических (нм³) газа сброшенных в атмосферу. А так же, учитывая постоянно растущее внимание к экологии, данная проблема является актуальной во всех аспектах.

Предлагается вырабатывать часть газа из коллекторов цехов перед стравливанием при плановых предупредительных ремонтах (ППР) в качестве топливного на газотурбинных газоперекачивающих агрегатах (ГГПА). Данный проект был рассчитан для компрессорной станции (КС) Донская (пять компрессорных цехов (КЦ)). Два цеха с газотурбинными агрегатами и три с электроприводными. Наиболее загруженным по наработке является КЦ-2 с газоперекачивающие агрегаты (ГПА) типа Ц-16, на них и будет производиться выработка.

Для реализации проекта необходимо проложить коллекторный трубопровод, соединяющий коллектора всех цехов и блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа (БПТПИГ) КЦ-2.

Для проведения гидравлического расчета будет использоваться длина трубопровода, соединяющего коллектор КЦ-5 и БПТПИГ КЦ-2, она позволит заложить наибольшие потери давления газа. Это расстояние равно 580 м. Необходимо принимать в расчет местное гидравлическое сопротивление трубопроводной арматуры. При гидравлических расчетах используется принцип эквивалентных длин. Он заключается в условной замене местного сопротивления участком трубопровода, линейные потери которого равны потере от местного сопротивления [1]. Дополнительная длина вычисляется по формуле:

$$l_{\text{дон}} = \xi \frac{D}{\lambda} = \xi \cdot l_s,$$

где ξ - коэффициент гидравлического сопротивления;

D - внутренний диаметр трубопровода, м;

λ - коэффициент сопротивления трения;

l_s - эквивалентная длина, м.

Необходимо рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления для фасонных изделий и ЗРА, установленной на линии выработки.

$$\xi = \frac{A}{\text{Re}} + \xi_{\text{кв}},$$

где A – коэффициент определенный опытным путем для каждого из видов фасонины (значение принимается из таблицы);

Re – число Рейнольдса;

$\xi_{\text{кв}}$ - коэффициент сопротивления в квадратичной области (значение принимается из таблицы).

Определяем число Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = 0,0354 \frac{Q}{D \cdot \nu},$$

где Q – объемный расход газа, $\text{нм}^3/\text{час}$;

ν - коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\nu = \frac{\eta}{\rho},$$

где η - коэффициент динамической вязкости (значение принимается из таблицы), $\text{кг}\cdot\text{с}/\text{м}^2$;

ρ - плотность метана в рабочих условиях, $\text{кг}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$.

Учитывая длину, просчитанную ранее – 580 м, включаем в расчет дополнительные длины от 3-ех кранов шаровых Ду 100, обратного клапана Ду 100, 4-ёх отводов Ду 100 и 4-ех тройников 100x100, установленных на линии выработки.

$$l_{\text{дон}} = 1,1 \cdot 4 + 1,7 \cdot 4 + 1,8 \cdot 3 + 7,9 + 580 = 604,5 \text{ м}.$$

Гидравлический расчет трубопровода, был проведен с помощью компьютерной программы, установленной на главном щите управления КС Донская (Комплекс для расчета газотранспортной системы «САМПАГ», приложение «Гидравлический расчет трубопроводов»).

Исходными данными для расчета послужили:

- давление газа в начальной точке трубопровода – $65 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- расход газа при нормальных условиях – средний – $9500 \text{ нм}^3/\text{час}$;

- длина газопровода – $604,5 \text{ м}$;

- плотность газа при нормальных условиях – $0,72 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Результатом расчета стало:

- диаметр трубы, необходимый для обеспечения требуемого расхода газа - Ду 100 мм;

- падение давления газа на проектируемом участке - $8,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$.

Далее необходимо задаться вопросом компоновки вновь проектируемой линии выработки на БПТПИГ.

Ввиду наличия уставки по температуре топливного газа на входе в ГПА – $25 \text{ }^\circ\text{C}$, необходимо произвести расчет по температуре газа после регулятора. Если принять процесс расширения за адиабатический, то возможно применение формулы для определения температуры газа после дросселя:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k_0 - 1}{k_0}},$$

где k_0 - показатель адиабаты для метана, принимаем равным 1,314;

T_1, T_2 - температура в начале и в конце процесса соответственно, $^\circ\text{C}$;

p_1, p_2 - давление в начале и в конце процесса соответственно, МПа.

Результатом расчета является температура в 20 °С при дросселировании с высоких давлений (60 кгс/см²) и 24,7 °С – с более низких (30 кгс/см²). Следовательно, на проектируемую линию будет установлен подогреватель газа ПТГ-15 производства завода «Газпромаш». На БПТПИГ оснастка проектируемой линии составит: отсечной кран Ду 100 с электропневматическим узлом управления (далее ЭПУУ), подогреватель топливного газа ПТГ-15, два шаровых крана Ду 100 с ручным управлением, фильтр газовый ФГ-100, два последовательно установленных регулятора давления типа РДО-4.

Исходя из цен, представленных в «Перечне наименований ТМЦ для заявочной компании» на внутреннем сайте Газпром трансгаз Москва, сумма требуемых инвестиций составляет 3755037 рублей.

Расчет экономического эффекта от реализации проекта

Рабочим давлением топливного газа для ГПА типа Ц-16 является 23-25 кгс/см² [3]. В коллекторе цеха, на котором планируется провести ППР, может находиться газ под давлением до 65 кгс/см². Учитывая рассчитанное выше падение давления в коллекторном трубопроводе делаем вывод, что КЦ-5 выработку можно производить до давления в коллекторе цеха 33 кгс/см² (для среднего значения расхода по КЦ-2).

Минимальный объем газа в коллекторе цеха, который может быть использован в качестве топливного 55100 нм³, максимальный – 136000 нм³.

Стоимость топливного газа составляет 3071 рубль за 1000 кубических метров. Следовательно, экономическая эффективность выработки:

$$- \text{max} - 3071 * 136 = 417656 \text{ руб.}$$

Учитывая актуальную сегодня борьбу за охрану окружающей среды, не стоит забывать и об экологическом аспекте стравливания цеха.

Стоимость выбросов на тонну метана рассчитывается по формуле (информация получена у инженера эколога КС Донская):

$$S_{\text{выбр.}} = m * 50 * 1,5 * 1,58$$

Расчет массы газа выброшенного в атмосферу ($m = V \cdot \rho$, кг):

$$- \text{max} - 92480 \text{ кг.}$$

Отсюда, подставив значения массы в вышеприведенное уравнение, получим затраты на выбросы:

$$- \text{max} - 10961 \text{ руб.}$$

Проведя анализ актов на стравливание газа из контуров цеха при проведении ППР за предыдущие года, было выяснено, что суммарный объем газа, который может быть использован для выработки в год - 1384000 м^3 .

Итого, общая сумма экономии за расчетный период – 12 месяцев составляет 4360114 руб.

Технология более глубокой выработки газа из коллектора

Согласно расчетам, проведенным в данной работе, выработка газа из коллектора КЦ-5 возможна до давления в 35 кгс/см^2 . Необходимо рассмотреть возможность более глубокого срабатывания газа из коллектора. Предлагается установить на данную линию выработки струйный компрессор (эжектора типа «газ-газ»). В качестве высокопотенциального газа будет использоваться газ из входного коллектора КЦ-2 «Уренгой-Центр I», часть энергии которого будет затрачиваться на увеличение давления низкопотенциального газа из вырабатываемого коллектора. Это позволит подавать на вход регуляторов линии топливного газа давление, достаточное для обеспечения подачи на агрегат топливного газа предусмотренных параметров, в то же самое время будет производиться более глубокое срабатывание газа из вырабатываемого коллектора. Основной сложностью организации данного процесса является постоянное изменение давления низкопотенциального газа, в результате чего расход на выходе эжектора будет постоянно меняться. Одной из основных задач расчета данного эжектора служит обеспечение необходимого расхода газа после эжектора в 9500 нм^3 при 2-ух работающих ГПА типа ГПА Ц-16. Учитывая вышеизложенное, для реализации данного проекта предлагается использовать игольчатый эжектор, аппараты такого типа находят свое применение, где давление эжектируемого газа меняется во времени. Во время операции игла с пневматическим приводом перемещается и изменяет поток высоконапорного газа, который подстраивается под характеристики эжектируемого потока и на выходе из эжектора получаем газ постоянных параметров (необходимого давления и расхода). На рисунке 16 представлен вид эжектора данного типа.

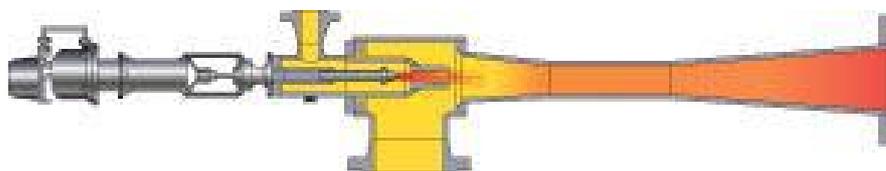


Рис.16. Игольчатый эжектор в разрезе

В расчете эжектора используются следующие газодинамические функции [4]:

$$q(\lambda) = \left(\frac{k+1}{2}\right)^{\frac{1}{k-1}} \cdot \lambda \cdot \left(1 - \frac{k-1}{k+1} \cdot \lambda^2\right)^{\frac{1}{k-1}} \quad (1),$$

$$z(\lambda) = \lambda + \frac{1}{\lambda} \quad (2),$$

где $q(\lambda)$, $z(\lambda)$ - газодинамические функции (далее ГДФ);

k – показатель адиабаты. Из (2) выразим λ :

$$\lambda = \frac{z(\lambda)}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{z(\lambda)}{2}\right)^2 - 1} \quad (3).$$

Расчёт эжектора на критическом режиме начинается с определения предельных значений параметров λ_2 и n с использованием следующих формул:

$$q(\lambda_1) = \frac{\alpha}{1 + \alpha - q(\lambda_2)} \quad (4),$$

$$z(\lambda_1) = \frac{q(\lambda_2)[z(\lambda_2) - 2]}{\alpha \cdot \Pi_0} + 2 \quad (5),$$

$$n = \frac{q(\lambda_2)}{\alpha \cdot \Pi_0 \cdot \sqrt{\Theta}} \quad (6),$$

где Π_0 - соотношение входных давлений газов;

n - коэффициент эжекции. Где $\lambda_1 \geq 1$, $q(\lambda_1) \leq 1$, $z(\lambda_1) \geq 2$.

Из совместного решения уравнений (4) и (5) методом последовательных приближений (итераций) находится λ_2 , по формуле (1) $q(\lambda_2)$ и по формуле (6) – параметр n .

Решение уравнений проводится в следующем порядке:

Принимаем начальное значение $(\lambda_2)_0 = 1$ и находим следующее значение λ_2 по формуле $\lambda_2 = (\lambda_2)_0 - \Delta\lambda_2$ (7);

Находим $q(\lambda_2)$ и $z(\lambda_2)$ по формулам (1) и (2), соответственно;

Находим $q(\lambda_1)_3$ и $z(\lambda_1)$ по формулам (4) и (5), соответственно;

По найденному значению $z(\lambda_1)$, вычисляем λ_1 по формуле (3);

Находим $q(\lambda_1)_7$ по формуле (1);

Сравниваем $q(\lambda_1)_7$ с $q(\lambda_1)_3$.

Если $q(\lambda_1)_7 > q(\lambda_1)_3$, тогда возвращаемся к п.1, принимаем следующее значение $(\lambda_2)_{i+1} = (\lambda_2)_i - \Delta\lambda_2$ и повторяем цикл до тех пор пока $q(\lambda_1)_7 < q(\lambda_1)_3$.

Если $q(\lambda_1)_7 < q(\lambda_1)_3$, то итерацию прекращаем. За искомое значение принимаем λ_2 , найденное по формуле пропорции

$$\lambda_2 = \frac{(\lambda_2)_k |\Delta q(\lambda_1)_{k-1}| + (\lambda_2)_{k-1} |\Delta q(\lambda_1)_k|}{|\Delta q(\lambda_1)_{k-1}| + |\Delta q(\lambda_1)_k|} \quad (8);$$

$$\text{где } |\Delta q(\lambda_1)_i| = |\Delta q(\lambda_1)_7| - |\Delta q(\lambda_1)_3| \quad (9).$$

Проанализировав проведенные расчеты можно сделать следующие выводы:

- давление, до которого можно производить выработку из коллектора цеха с необходимыми параметрами газа на выходе из эжектора ($P > 26$ кгс/см²; $Q = 9500$ м³/ч) составляет 14,1 кгс/см².

- суммарная экономия на стоимости топливного газа и выплатах за выброс загрязняющих веществ в атмосферу при глубокой выработке из коллектора КЦ-5 составит 139092 рублей, а затраты на расходующий высоконапорный газ – 27793 рублей. Сумма прибыли – 111299 рублей.

Так же стоит принять во внимание, что прибыль просчитана для единичного стравливания, учитывая, что за рассматриваемый период в 18 месяцев было проведено 4 стравливания газа из коллектора КЦ-5, сумма экономии выразится в 445196 рублях экономии, только на одном цехе при применении технологии более глубокой выработки.

Список литературы

1. Борисов, С.Н. Гидравлический расчет газопроводов / С.Н. Борисов, В.В. Даточный. – М.: Недра, 1971.
2. Руководство технической эксплуатации. Двигатель НК-16 СТ.
3. Соколов, Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер. – М, 1989.

УНИФИЦИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Киреев В.В., начальник центральной диспетчерской службы

Шабанов С.Ю., советник генерального директора по связям
с общественностью и СМИ

АО «Газпром газораспределение Тамбов»

Газоснабжение является одним из ключевых видов деятельности по обеспечению комфортных условий жизни и труда жителей регионов страны. основополагающим принципом в поставке газа является вопрос безаварийной и бесперебойной его транспортировки конечным потребителям.

Принцип обеспечения бесперебойности и безопасности поставки газа закреплен Правилами поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан, утвержденными

Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.07.2008 N 549 (пункт 2 Правил). В силу пункта 22 указанных Правил поставщик газа обязан обеспечивать круглосуточную подачу абоненту газа надлежащего качества в необходимом количестве.

Несвоевременное реагирование газораспределительными организациями (далее – ГРО) на возникновение нештатных ситуаций при транспортировке газа, связанных с прекращением или ограничением объемов поставки газа, могут причинить ущерб промышленным и коммунально-бытовым предприятиям, вызвать недовольство граждан и повлиять в целом на уровень социальной напряженности в регионе.

От скорости реагирования на нештатные ситуации производственных подразделений ГРО зачастую зависит масштаб и характер возможных последствий, вплоть до возникновения чрезвычайной ситуации, с отключением не только жителей региона, но и детских садов, школ, больниц и других социально-значимых объектов. При этом возможно как причинение ущерба конечным потребителям, так и возникновение затрат у ГРО, связанных с ликвидацией последствий.

Нештатные (чрезвычайные) ситуации развиваются, как правило, по принципу «снежного кома», стремительно быстро, увеличиваясь в масштабах. Таким образом, чем оперативнее бригада АДС ГРО получит сообщение об имевшем место инциденте (аварии) и приступит к его локализации и ликвидации, тем больше шансов локализовать инцидент (аварию) на начальном этапе, тем самым минимизировав возможные негативные последствия.

Учитывая вышеизложенное, актуальной задачей для ГРО является своевременное реагирование на возникающие ситуации, связанные с изменением режима газопотребления и исключением возможных перебоев в транспортировке газа.

В современных условиях оперативное реагирование на возникающие нештатные ситуации на объектах сети газораспределения и предупреждение возникновения инцидентов (аварий), своевременность принятия управленческих решений возможно путем использования в повседневной деятельности ГРО современных и новых технологий построения автоматизированных систем управления технологическим процессом.

В настоящее время с учетом поставленных задач перед ГРО, а также в рамках обеспечения бесперебойного и безаварийного режима газоснабжения конечных потребителей АО «Газпром

газораспределение Тамбов» создаются элементы Унифицированной системы управления режимами газоснабжения ГРО (УСУ РГ ГРО), единого информационного технологического пространства группы компаний ПАО «Газпром».

Унифицированная система управления режимами газоснабжения, путем однократно полученной и введенной информации, используя входящие в УСУ РГ ГРО технические и программные средства в режиме реального времени позволяет оперативному персоналу ГРО обеспечивать эффективное управление режимами газоснабжения, с применением следующих модулей:

1. Модуль «Телеметрического контроля технологических объектов системы газораспределения». Посредством отображения в УСУ РГ ГРО данных с объектов, оборудованных системой телеметрического контроля (СТМ), диспетчер осуществляет оперативный контроль за режимом работы сети газораспределения. В случае выхода за допустимые пределы одного или нескольких параметров УСУ РГ ГРО информирует диспетчера звуковым, цветовым сигналом и всплывающим сообщением с отображением объекта на картографической основе. После поступления соответствующего сигнала диспетчер принимает оперативные действия по направлению бригады к месту возможного инцидента.

2. Модуль «Аварийные заявки центральной диспетчерской службы». Модуль построен по принципу распределенной базы по каждому филиалу и централизацией всей поступающей информации об инцидентах на пульте управления центральной диспетчерской, что позволяет осуществлять контроль над всеми заявками в зоне эксплуатационной ответственности ГРО, с соответствующей их регистрацией в программе и контролем хода их исполнения.

3. Модуль «Моделирование аварийной ситуации» позволяет в оперативном режиме произвести поиск ближайших к месту поступления заявки отключающих устройств, визуализацию зоны возможного отключения с выводом отчетной информации: о протяженности сети, количестве абонентов и потребителей, а также перечня газоиспользующего оборудования потребителей (абонентов).

4. Модуль «Мониторинг и навигация бригад аварийно-диспетчерской службы». Интеграция в УСУ РГ ГРО системы ГЛОНАСС, позволила обеспечить связь систем мониторинга транспорта и УСУ РГ ГРО, и предоставила возможность определить фактическое место нахождения бригад АДС для принятия решения диспетчером о направлении ближайшей бригады к месту возможного

инцидента с целью решения задач по оперативной локализации и ликвидации аварийной ситуации.

5. Модуль «Электронный архив проектно-сметной и технической документации». Помимо приведения документации хранящейся в архиве Общества в электронный вид, произведена их привязка к объектам газораспределительных сетей на картографической основе, что позволило повысить оперативность и уровень принимаемых решений при локализации и ликвидации аварийных ситуаций, а также при решении эксплуатационных вопросов производственными подразделениями.

6. Модуль «Расчет режимно-технологических задач», позволяющий провести расчет характеристик газопровода, отображение на карте падений давлений на каждом участке сети, а также в рамках управления режимом газоснабжения определить изменения потоков газа при моделировании отключений на участке сети.

Необходимо отметить, что одной из важнейших составляющих в бесперебойной и безаварийной транспортировке газа конечным потребителям (абонентам) является эффективное управление газовыми потоками, определение оптимальных режимов транспортировки газа по существующим газораспределительным сетям, ввиду чего в УСУ РГ ГРО разрабатываются дополнительные модули, которые позволят осуществлять:

- управление режимом газоснабжения в зависимости от изменений температуры окружающей среды и объемов отбора газа;

- контроль проведения работ на сетях газораспределения (вывод перечня запланированных работ на текущую дату, отображение согласования с РГК, возможность вывода на картографическую основу места проведения работ, краткое описание, содержание работ, отображение времени начала и окончания проведения работ, перечень отключенных потребителей с привязкой к карте, возможность актуализации по результатам проведения работ);

- отображение информации по контрольным замерам давления на схеме, кнопка «показать точки с критическим давлением» (отображение места замера на карте, период замера, давление при проведении измерения, точки с критическим давлением подсвечивать цветом), вывод карты;

- добавление перспективных потребителей (на стадии выдачи технических условий возможность добавления перспективного потребителя с указанием планируемого часового расхода газа,

возможность проведения проверочного гидравлического расчета, с учетом нагрузки всех перспективных потребителей для определения возможности подключения новых с учетом существующих нагрузок);
- изменение состояния запорной арматуры (закрыта/открыта) для учета временно отключенных потребителей при проведении гидравлического расчета, а также для возможности управления потоками газа.

Учитывая все вышеизложенное, можно с уверенностью сказать, что УСУ РГ ГРО, внедряемая в АО «Газпром газораспределение Тамбов», предоставляет полную оперативную информацию по объектам газораспределительных сетей, что позволяет:

1) автоматизировать работу, направленную на предупреждение возникновения нештатных ситуаций, связанных с изменением режима газоснабжения и возможным прекращением транспортировки газа;

2) существенно ускорить процесс принятия оперативных решений при локализации и ликвидации аварийных ситуаций;

3) минимизировать финансовые потери не только ГРО, но и потребителя;

4) снизить риски возникновения социальной напряженности в регионе.

Список литературы

1. Постановление Правительства РФ от 18 октября 2014 г. N 1074 "О порядке определения показателей надежности и качества услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 г. N 1021"

2. Приказ Министерства энергетики РФ от 15 декабря 2014 г. N 926 "Об утверждении Методики расчета плановых и фактических показателей надежности и качества услуг по транспортировке газа по газораспределительным сетям"

3. Рекомендациями ОАО «Газпром» Р Газпром 2-1.17-585-2011 «Газораспределительные системы. Унифицированная система управления режимами газоснабжения»

4. Рекомендациями ОАО «Газпром» Р Газпром 2-1.17-587-2011 «Газораспределительные системы. Унифицированная система управления локализацией и ликвидацией аварий»

5. Техническими требованиями к системам телемеханики объектов газораспределительных сетей утвержденных приказом ОАО «Газпромрегионгаз» №451 от 27.09.2010г.

6. СТО Газпром газораспределение 2.1-2011. Функциональные требования к географическим информационным системам сетей газораспределения.

7. СТО Газпром газораспределение 12.2.2-1-2013. Процессы. Процесс работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов.

СТЕНДОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПРИ АТТЕСТАЦИИ ПЕРСОНАЛА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ АТТЕСТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ СВАРКИ

Клемешев П.Е., главный сварщик УАВР №1
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

В настоящее время широкое распространение получили работы, выполняемые на действующем газопроводе находящимся под давлением. К таким работам относятся – врезки под давлением, ремонт сварными муфтами дефектов труб и сварных швов.

В состав данных работ входят сварочно-монтажные операции, выполнение которых требует специальной подготовки и аттестации персонала. Так же перед выполнением работ на газопроводе под давлением требуется проведение производственной аттестации технологий сварки с целью подтверждения того, что организация, применяющая технологии сварки узлов врезки (муфт) на газопроводе под давлением, обладает необходимыми техническими, организационными возможностями и квалифицированным персоналом для выполнения сварочных работ. В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-116-2007 (1), СТО Газпром 2-2.3-137-2007 (2) производственная аттестация должна проводиться путем сварки контрольных сварных соединений узлов и деталей узлов, однотипных производственным, на стенде с моделированием основных технических параметров работы газопровода, идентичных реальным условиям производства работ по приварке узлов врезки и стальных сварных муфт на газопроводах под давлением. Однако в нормативных документах (1), (2) нет однозначной принципиальной схемы и подробного описания работы стенда.

Главными параметрами, которые оказывают влияние на качество сварных соединений, являются скорость потока газа, его температура и давление. Именно эти параметры создают условия для снижения температуры в зоне сварки.

Проблема заключается в создании условий для производственной аттестации технологий сварки, аттестации и обучения сварщиков. Для этого требуется смоделировать технические параметры работы газопровода.

Нормативными документами предлагается производить производственную аттестацию технологий сварки на стенде, в котором в качестве транспортируемого продукта используется двуокись углерода. Серьезным недостатком такого варианта является дороговизна использования, так как для заполнения стенда потребуется очень большое количество двуокиси углерода.

На базе УАВР № 1 был разработан другой вариант исполнения стенда. Он отличается тем, что вместо двуокиси углерода полость стенда заполнена водой. Подобранное решение значительно снизило затраты на эксплуатацию стенда, а так же упростило его конструкцию.

Летом 2013 года вблизи технологического водоема был построен прототип стенда, представлявший собой емкость с водой, на которую приваривались стальные муфты (КСС). Схема стенда представлена на рисунке 1. На прототипе удалось смоделировать условия охлаждения зоны сварки идентичные реальным. Для этого стенд заполнялся водой из технологического водоема, вода в свою очередь перемешивалась воздухом, для подачи которого внутри емкости установлена система трубок.



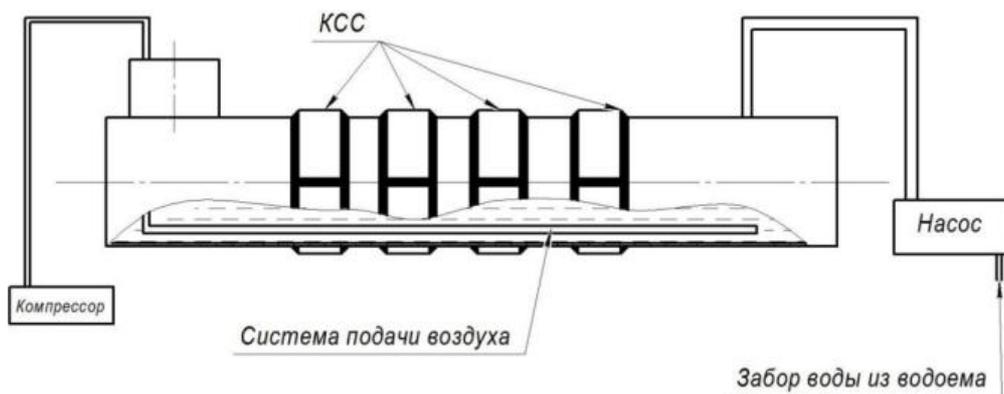


Рис. 1. Прототип станда

Создание станда позволило аттестовать сварщиков УАВР № 1 в соответствии со всеми требованиями нормативных документов (1) и правилами аттестации. Сварщиками были заварены контрольные сварные соединения, которые успешно прошли контроль неразрушающими методами и механические испытания (см. рис. 2).

Несмотря на достигнутый результат, построенный прототип все же имеет ряд недостатков: во-первых, конструкцией не предусмотрена емкость, в которой бы находился резерв холодной воды для теплообмена, по причине чего станд невозможно использовать в базовых условиях; во-вторых, конструкция получилась одноразовой.



Рис. 2. Образцы механических испытаний КСС

Учитывая вышеперечисленные недостатки, конструкция станда была доработана.

Измененная конструкция теперь состоит из следующих частей: емкость со сменной рабочей зоной, на которой выполняется сварка контрольных сварных соединений; накопительная емкость,

заполненная охлажденной водой; перекачивающий насос; компрессор; соединительные трубопроводы (см. рис. 3).

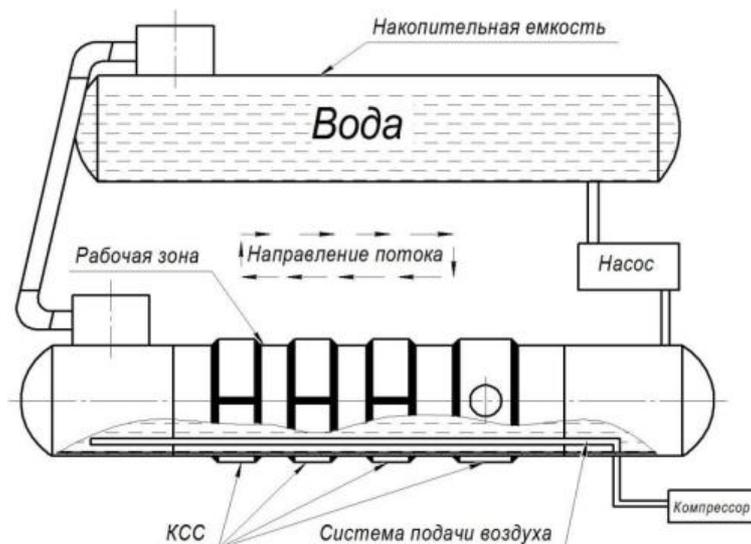


Рис. 3. Схема стэнда для производственной аттестации технологий сварки разработанного в УАВР № 1

Емкость со сменной рабочей зоной заполняется водой. Во время сварки КСС в рабочей зоне создаются условия охлаждения идентичные реальным. Это достигается за счет отбора тепла водой. Моделирование режима работы газопровода происходит за счет регулирования скорости охлаждения рабочей зоны путем перемешивания воды воздухом и обмена воды между рабочей и накопительной емкостями. Для достижения перемешивания воды внутри емкости, так же как и в прототипе, установлена система трубок, через которую осуществляется подача воздуха.

При сварке КСС на стенде моделируются усредненные скорости охлаждения, полученные специалистами УАВР № 1 из опыта проведенных работ по врезкам под давлением при разных технологических режимах работы на большом количестве газопроводов России. Данные, полученные опытным путем, занесены в таблицу 1.

Таблица 1

Давление, МПа	Скорость потока газа, м/с	Температура трубы до подогрева	Температура предварительного подогрева, °С	Время охлаждения, с
3,2	3	+10	+150	190
3,9	3,5	+10	+150	170
4,3	4,5	+5	+150	140
4,5	5	+15	+200	130
4,7	6	+10	+200	110
4,5	7	+5	+200	90

Таким образом, специалистами УАВР № 1 была решена проблема по созданию условий для производственной аттестации технологий сварки, аттестации и подготовки персонала. Создание стенда, моделирующего условия производства работ, идентичные реальным, позволило беспрепятственно и успешно произвести аттестацию сварщиков в соответствии со всеми правилами и требованиями. В дальнейшем стенд будет применяться для периодической аттестации, выполнения допусковых испытаний, повышения квалификации и профессиональных навыков сварщиков.

Кроме того перед специалистами УАВР № 1 поставлена задача в передаче опыта производства врезок под давлением специалистам других дочерних обществ ОАО «Газпром». Имея в своем распоряжении построенный стенд, специалисты УАВР № 1 могут не только теоретически обучить работников сторонних организаций, но и дать практические навыки выполнения работ по врезкам под давлением.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОННЫХ МАРКЕРОВ НА ТРАССАХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ

Корельский И.Н., начальник службы электрохимзащиты
ООО «Газпром газораспределение Архангельск»

В соответствии со стратегией технического развития газораспределительных систем ОАО «Газпром газораспределение» на 2012-2020 годы (1), сегодня в большинстве случаев наиболее эффективным является строительство газопроводов из полиэтиленовых труб.

Кроме повышения надежности и снижения эксплуатационных затрат применение полиэтиленовых труб может позволить снизить капитальные затраты при строительстве за счет меньшей (по сравнению с остальными трубами) стоимости материала и (или) большей технологичности.

Стойкость к коррозии, меньшая стоимость полиэтиленовых труб (при диаметрах до 315 мм), технологичность и невысокий удельный вес обеспечивают полиэтиленовым газопроводам преимущество перед стальными.

Еще одним преимуществом полиэтиленовых газопроводов является больший срок полезного использования. Широко известный

и устанавливаемый в настоящее время срок полезного использования полиэтиленовых газопроводов основан на том, что в 1959 г. немецкой химической компанией Hoechst, после четырех с половиной лет испытаний, проводимых при 80°C, экстраполяцией зависимости время - разрушение определен средний срок службы тестируемых труб на уровне 50 лет при T 20°C. Два образца трубы, поставленные на испытание в 1956 г., до сих пор проходят испытания на ползучесть при T 20°C и кольцевом напряжении соответственно 5 и 7,5 МПа. Согласно данным E.ONRuhrgas, по итогам проведенного в Германии диагностирования полиэтиленовых газопроводов пролежавших 50 лет на основании экспертного заключения срок службы этих газопроводов был продлен еще на 30 лет.

При всех своих достоинствах полиэтилен имеет и недостатки.

Один из них - невозможность определения трассы и глубины заложения полиэтиленовых труб приборным методом, с применением традиционных трассопоисковых приборов основанных на методе электромагнитной индукции. Природный газ, как известно, в отличие от воды, не является проводником электрического тока. Опытное применение георадаров в нашей организации также не дало положительных результатов.

Согласно СП 42-103-2003 "Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов" (2)обозначение трассы газопровода предусматривают: путем установки опознавательных знаков и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, а для межпоселковых газопроводов возможна (при отсутствии постоянных мест привязки) прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5-4 мм свыходом концов его на поверхность под ковер или футляр вблизи от опознавательного знака. Допускается применение сигнальной ленты с вмонтированным в нее электропроводом-спутником или полосой металлической фольги, позволяющей определить местонахождение газопровода приборным методом.

Однако на практике встречаются случаи, когда исполнительная документация искажена и на основании чертежей трассу газопровода (врезки, повороты, изменения глубины) сложно точно определить на местности.

Наружные опознавательные знаки, графическая маркировка на стенах домов и столбах: недолговечны, могут быть перенесены, повреждены и уничтожены.

В таких случаях приходится уточнять местоположение газопровода путем применения трудоемких работ (шурфование) часто связанных с нарушением дорожного покрытия, либо с нарушением целостностью газопровода и остановкой технологического процесса (применение зондов).

Распространенным методом обозначения трассы газопровода является применение провода-спутника.

На практике применение изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5-4 мм, так называемого провода спутника, имеет ряд существенных недостатков, а именно: слабая прочность на разрыв, низкая стойкость изоляции и жил проводов к биокоррозионной агрессивности грунта. В случае повреждения провода спутника по трассе газопровода его невозможно найти, так же сложно определить глубину залегания газопровода и т.п.

Наиболее актуальным и технологичным методом на сегодняшний день можно считать применение электронных маркеров.

Применение электронных маркеров для маркировки полиэтиленовых газопроводов допускает СТО 2.5-1-2012 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения», разработанный ОАО «Газпром Газораспределение» (3), пункт 4.10.4: «Допускается использовать в качестве обозначения трассы полиэтиленовых газопроводов электронные маркеры, имеющие индивидуальный идентификационный номер устанавливаемый над газопроводом или его характерными точками на расстоянии не более 0,8 м от поверхности земли. При идентификации маркеров с помощью трассопоискового оборудования следует осуществить их привязку с помощью системы GPS/ГЛОНАСС».

Подобные рекомендации изложены и в п.4.10.4 ГОСТ Р 55473-2013 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы» (4).

Электронные маркеры закладываются в грунт над трубопроводом при укладке в процессе их строительства, при проведении ремонта и реконструкции.

Принцип работы по поиску маркеров состоит в прохождении через поверхность земли радиочастотных сигналов, вырабатываемый прибором-маркероискателем, с целью определения местоположения маркера.

Маркер - это резонирующий колебательный контур, помещенный в защитный пластиковый кожух. Сигнал, поступающий

от прибора, вызывает в маркере колебания определенной частоты, с помощью которых он и идентифицируется с поверхности земли.

Маркеры делятся на пассивные и активные (интеллектуальные). Пассивные маркеры позволяют обнаружить неметаллические подземные коммуникации, активные позволяют не только обнаружить, но и идентифицировать промаркированный газопровод, считав информацию, записанную пользователем в память маркера при его закладке.

В зависимости от типа маркируемой коммуникации, каждой коммуникации соответствует своя резонансная частота, а также цветовые метки маркера. Для газопроводов применяются маркеры с частотой 83,0 кГц.

Маркеры также различаются по глубине обнаружения, глубина закладки маркера варьируется у разных производителей, в основном от 0,6 до 2,3 м.

В лаборатории ООО «Газпром газораспределение Архангельск» прошли испытания маркеры двух производителей (3М™ Scotchmark™ и Seba KMT). По заключению специалистов по основным характеристикам маркеры идентичны и могут применяться на полиэтиленовых газопроводах. В настоящее время в организации находится в эксплуатации многофункциональный трассопоисковый прибор vLocML2a, производства SebaKMT, в возможности которого входит поиск электрически пассивных маркеров разных частот.

Опыт эксплуатации маркеров за последние 4 года показал высокую эффективность и точность маркеров на глубине заложения до 1,8 м. Многое зависит от правильности выбора типа маркера и способа установки его на газопроводе, в случае выполнения этих условий определение трассы прохождения полиэтиленовых трубопроводов не вызывает затруднения.

Список литературы

1. Стратегия технического развития газораспределительных систем ОАО «Газпром газораспределение» на 2012 - 2020 годы. Часть 1. Основные направления технического развития (утверждена Приказом ОАО «Газпром газораспределение» от 10.12.2012 № 342).

2. СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.

3. СТО 2.5-1-2012. Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения.

4.ГОСТ Р 55473-2013. Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы.

ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Коротков А.В., преподаватель
НОУ СПО "Волгоградский колледж газа и нефти ОАО "Газпром"

Система комплексного управления мультипроцессорная МСКУ 5000-01-04-01 предназначена для управления газоперекачивающим агрегатом ГПА-Ц-16С (в дальнейшем – ГПА) с двигателем ДГ-90Л2 и центробежным нагнетателем, а также оборудованием и системами, обеспечивающими их работу:

- кранами технологического газа;
- системой подачи топливного газа;
- системой маслообеспечения, включающей маслосистему смазки двигателя, маслосистему смазки нагнетателя, маслосистему уплотнений, агрегаты вентиляционного охлаждения масла;
- системой вентиляции отсеков ГПА.

Система обеспечивает выполнение полного комплекса управляющих, информационных функций, а также функций регулирования и контроля, необходимых для функционирования ГПА.

Стенд- эмулятор работы МСКУ 5000 (рис. 1), который наглядно показывает, как обеспечивается управление и контроль работы агрегата на примере управления и контроля исполнительным механизмом.

В качестве средств автоматизации лабораторной установки используются контроллеры фирмы Siemens, а, следовательно, лабораторный стенд максимально приближен к действующей в цеховых условиях системе агрегатной автоматики

Щит управления предназначен для получения и укрепления практических навыков и знаний специалистов, учащихся по системе управления МСКУ 5000 на базе контроллера.

Данный стенд моделирует работу ГПА с помощью программы-эмулятора и выдает управляющие сигналы на исполнительный механизм и считывает информацию с аналоговых датчиков.

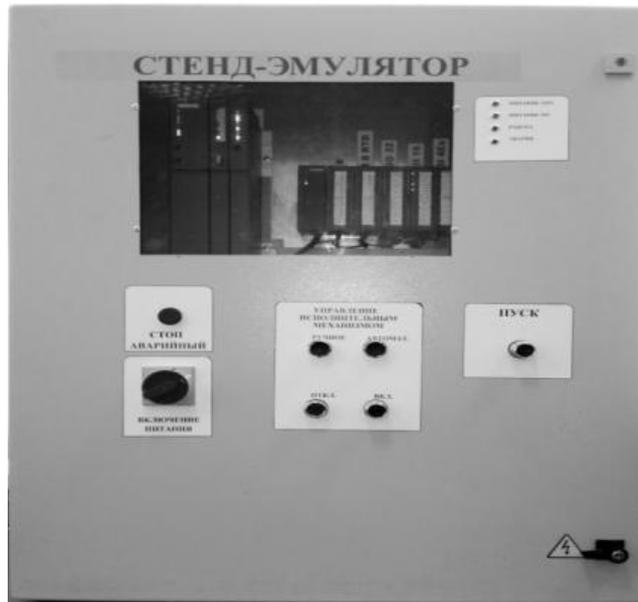


Рис. 1. Внешний вид стенда

Стенд состоит из основных блоков (см. рис. 2):

- блок АУ1. В него входит блок питания основной корзины ПС 405 10 А, сам контроллер CPU 416 2DP, интерфейсный блок для связи щита с пультом управления АРМ оператора.



Рис. 2. Внутреннее устройство стенда

- блок АУ2 состоит из блока соединения (расширения ET 200M, IM 153-2, модулей обработки аналоговых параметров AI 8- 16 бит (унифицированные сигналы), модуля обработки аналоговых параметров (модуль AI 8 RTD (датчики термосопротивления), модулей сигнализации дискретных входных и выходных сигналов.

Дополнительное оборудование:

Блок питания 220-24 V, клеммные разъемы, плата усилителей выходных сигналов, автоматический выключатель, контактор и кнопки, светодиоды для отображения

Щит управления снимает данные с первичных датчиков ТСП 100П и YAKOGAWA 0,2 кгс/см², а так же управляет исполнительным механизмом. Программа обработки управления щита работает и хранится в основном контроллере CPU. Данная программа выполняет опрос подключенных модулей к основному контроллеру с помощью подключения PROFIBUS DP. Скорость передачи информации от блоков преобразования и обработки первичных сигналов к основному контроллеру 1.2 Мегабит/с.

Программа управления подразделяется на 3 цикла.

1 цикл. FAST cycle (Быстрый цикл) = 50 миллисекунд

2 цикл- MIND cycle (Базовый цикл) = 200 миллисекунд

3 цикл- SLOW cycle (Медленный цикл) = 1000 миллисекунд

Модуль обработки информации от первичных датчиков предварительно проводит конфигурацию под физические величины выдаваемых сигналов первичных датчиков.

После чего создается программа управления по заданному алгоритму

Верхний уровень моделируемой системы выполнен в среде WIN CC 7.0 и состоит из следующих разделов:

Настройка автоматизированного рабочего места (АРМ) по отображению информации и назначения (АРМ сервер визуализации-сервер архивации)

Создание внутренних переменных (тегов) алгоритмических имен, привязка их к нижнему уровню в соответствии созданных блоков и адресов

Среда создания мнемокадров мнемосхем, включающих в себя параметры переменных как аналоговых, так и дискретных. Отображение приближенной схемы расположения полевых датчиков и исполнительных механизмов.

Создание шаблонов и микропрограмм работы верхнего уровня.

Среда разработки шаблонов печати и заданий на печать параметров и переменных (таких как журнал диспетчера)

Администрирование среды управления исполнительным механизмом, создание паролей и прав доступа

Создание файла баз данных данной версии клиента (сервер визуализации, сервер архивации)

Список литературы

1. Отчеты о работе Волгоградского отделения Всероссийской организации качества за 2010-2014 гг.
2. Отчет о работе Волгоградской торгово-промышленной палаты за 2010-2014 гг.
3. План реализации Региональной программы качества на 1995-2015 гг.
4. Отчет о реализации Региональной программы качества за 1995-2015 гг.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНТРОЛЛИНГА НА ПРЕДПРИЯТИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Круссер Н.Г., к.э.н., ведущий экономист ФО
ООО «Газпром межрегионгаз Ухта»

Построение системы контроллинга на предприятии ставит целью своевременную и обоснованную информационную поддержку процессов принятия управленческих решений. При этом, в отличие от затрат на создание службы контроллинга, на модернизацию корпоративной информационной системы, на обучение персонала и т.п., стоимостной эффект от нововведений неочевиден и, на первый взгляд, не поддается стоимостной оценке.

Оценивая эффективность контроллинга на предприятии необходимо соотнести полученные результаты от его внедрения с затратами на распространение и практическое использование нововведений.

Рассматривая процесс постановки контроллинга на предприятии как совокупность мероприятий по нововведениям в функциональных сферах управления, которые он охватывает, можно выделить следующие процессные изменения после внедрения. «Планирование»: расширение количества и качества факторов и прогнозных изменений экономической ситуации, учитываемых в процессе планирования. «Учёт»: построение системы управленческого учёта, учёт неявных факторов и причин изменения экономической ситуации. «Анализ»: всестороннее раскрытие причин отклонений и влияния факторов на экономическую ситуацию, расширение возможностей раскрытия резервов, оценок степени рисков, анализ будущего состояния. «Контроль»: расширение возможностей сравнений показателей по различным факторам.

«Мониторинг»: расширение возможности отслеживания любого информационно-материального потока в организации. «Интеграция»: совершенствование взаимодействия подразделений на основе единого информационного пространства предприятия. «Координация»: совершенствование взаимозависимости действий и средств внутри предприятия при реализации управленческого решения; согласование в ходе реализации частных целей подразделений и общих (стратегических) предприятия. «Консалтинг»: увеличение качества информационной помощи в принятии управленческого решения. «Информационная поддержка»: расширение возможности получения своевременной, релевантной информации со всех сфер деятельности предприятия

Конечными результатами внедрения контроллинга на предприятии являются: 1) сокращение времени реакции экономического механизма на изменение внешней и внутренней среды, 2) сокращение управленческих риска, т.е. вероятности ошибок в выборе управленческих альтернатив, причем как оперативно-тактических, так и стратегических.

Затраты на постановку системы контроллинга складываются, в основном, из: затрат на модернизацию (или построение) системы управленческого учёта и бюджетирования на предприятии, затрат на модернизацию информационных систем, затрат на выплату вознаграждения сотрудникам за дополнительный объём работ, затрат на услуги привлечённых специалистов (контроллеров), затрат на обучение сотрудников.

Как показывает практика, в региональной компании по реализации газа (далее – РГК) доля затрат на построение системы управленческого учёта и модернизацию существующих информационных систем не превышает 2% всех затрат предприятия.

Оценку эффективности внедрения контроллинга на предприятии целесообразно проводить по следующим критериям:

- уровень информационной целостности подразделений предприятия: качество постановки процессов контроллинга, соответствие сформированной модели контроллинга проектной;
- целевые установки контроллинга в функциональных сферах управления: процессные изменения в планировании на предприятии, учете, контроле, информационной поддержки и т.д.;
- целевые установки по видам контроллинга: рост прибыли, стоимости, сокращения издержек, положительная динамика различных коэффициентов, устойчивость сбыта продукции и т.д.;

– стоимостной эффект от функционирования службы контроллинга: стоимость обнаруженных резервов, отклонений, выявленных угроз и перспектив деятельности;

– обоснованность принятия управленческого решения: сокращение рисков;

– затраты времени на принятие обоснованного управленческого решения.

Оценка уровня «информационной целостности производственной систем» проводилась в РГК примере осуществления планово-бюджетного процесса на предприятии до и после внедрения элементов контроллинга. Степень целостности производственной системы по критерию интеграции между подразделениями увеличилась на 53%, повысилась степень целостности подсистем контроллинга, таких как планирование и учёт на 42%.

Оценку результата от нововведений в функциональной области «планирование и учёт» можно определить стоимостным результатом от учёта дополнительных внешних факторов изменения экономической ситуации. Выявлены риски убытков от несвоевременного увеличения отпускных цен (вследствие ценовой политики, государственного регулирования и т.п.), снижение выручки от реализации продукции, прочие дополнительные доходы. Получение контроллерами дополнительной информации во многом зависит от их профессионализма и информационного взаимодействия с внешней средой. Увеличение затрат предприятия на 0,41 % с целью функционирования системы контроллинга сократило риск принятия неверного управленческого решения по продажам на 27%. Эффективность распознавания системой контроллинга отклонений исследуемом периоде составила 13,37 руб. на 1 руб. затрат на функционирование данной системы. Чистый эффект от функционирования системы контроллинга можно оценить как разность выявленного уменьшения прибыли и затратами на построение системы: порядка 19% от величины наиболее вероятной прибыли от продаж.

Стоимостная оценка «оперативного контроля» включает в себя экономию на штрафных санкциях, сокращения операционных издержек, затрат на аудит и т.п. Выгоду от процессного изменения в области оперативного контроля можно определить как сокращение времени принятия управленческого решения.

Стоимостной эффект от своевременного «мониторинга» тенденций потребления продукции выражается в обнаружении отклонений по величине прогнозной выручки от реализации продукции; по росту цен на продукты и услуги сторонних организаций; а также прогнозного дохода от реализации активов.

Стоимостная оценка эффективности нововведений в сфере «интеграция и координация» заключается в стоимости высвободившихся экономических ресурсов предприятия, в основном, временного. После внедрения контроллинга, как правило, возрастает количество исследуемых показателей, но при этом уменьшается количество источников информации (вследствие использования Единой информационной системы) и возрастает производительность труда по обработке данных.

Стоимостной оценкой эффективности нововведений в области «консалтинга» будет являться стоимость сокращения управленческого рисков.

Информационная поддержка является базовой функциональной областью системы контроллинга. Стоимостная оценка эффекта от информационной поддержки косвенно будет являться суммарной выгодой от всех других функциональных областей контроллинга.

Можно сделать вывод, что стоимостной оценкой эффективности контроллинга на предприятии является сопоставление затрат на функционирование данной системы и:

- 1) стоимости высвободившихся экономических ресурсов предприятия при повышении производительности труда;
- 2) стоимости сокращения рисков.

Таким образом, внедрение на предприятия системы контроллинга позволяет существенно повысить эффективность всего процесса управления его экономической деятельностью. Можно с уверенностью утверждать, что при относительно небольших затратах предприятия газовой отрасли могут получить в свое распоряжение специализированную, системно-организованную информацию для оперативного и стратегического управления. Ценность этой информации в том, что все расчеты, основанные на ее использовании, исходят из принципов ограниченности ресурсов, разнообразия производственных и внепроизводственных факторов, влияющих на конечные результаты хозяйствования, из возможностей альтернативного выбора решений по управлению в условиях конкуренции и других особенностей свободной рыночной экономики. При этом, данные расчетов на оптимизацию с использованием

учетных показателей, контроль за их реализацией в учете, участие в анализе выявленных отклонений повышают интеллектуальный уровень и результативность функционирования персонала.

ТРАНСПОРТНОЕ СРЕДСТВО ПОВЫШЕННОЙ ПРОХОДИМОСТИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАЧ НА ПОЧВАХ С МАЛОЙ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ

Лапынин Ю.Г., д.т.н., профессор, директор

Макаренко А.Н., к.т.н., зав. учебно-производственной частью

Мясников А.С., преподаватель

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

Для освоения новых территорий Восточной Сибири, Дальнего Востока и крайнего Севера, с целью извлечения минеральных энергетических ресурсов, необходимо осуществлять круглогодичные грузовые и пассажирские перевозки в отдаленных и труднодоступных районах, характеризующиеся пересеченным рельефом и отсутствием дорожной сети. В результате воздействия движителей транспортных средств (ТС) на почвенно-растительный покров происходит разрушение уникальной природной среды этих регионов, что представляет собой острую экологическую проблему. В связи с этим, для нормализации экологической обстановки на данных территориях необходимо оптимизировать способы перемещения транспортно-тяговых устройств на грунтах с малой несущей способностью [4].

В рамках научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы мастеров производственного обучения и преподавателей Волгоградского колледжа газа и нефти для технической реализации дискретно-шагового способа движения была разработана действующая модель ТС повышенной проходимости, позволяющая выполнять весь цикл необходимых транспортно-тяговых операций с сохранением почвенно-растительного покрова на грунтах с различной несущей способностью. Данная разработка уже прошла первые лабораторные испытания. Анализ полученных экспериментальных данных дал основание для подачи заявки на изобретение РФ.

Действующая модель ТС повышенной проходимости (см. рис.1) включает в себя движители 1, способные при изменении несущей способности почвенно-растительного покрова, а также рельефа

местности, менять свое пространственное расположение относительно рамы 2 за счет механизмов вертикального 3, продольного 4 и поперечного 9 перемещений. Транспортируемый груз 6 располагается на платформе 5, которая за счет механизма продольного перемещения 7 обеспечивает перенос центра тяжести транспортного средства в любое положение вдоль рамы 2. Поступательное движение и повороты ТС осуществляются за счет подачи крутящего момента от мотор-редукторов 10, установленных на каждом движителе 1. В качестве движителей 1 ТС возможно использование колесного и (или) гусеничного вариантов, сферических колес, а также колес с возможностью переноса центра масс.

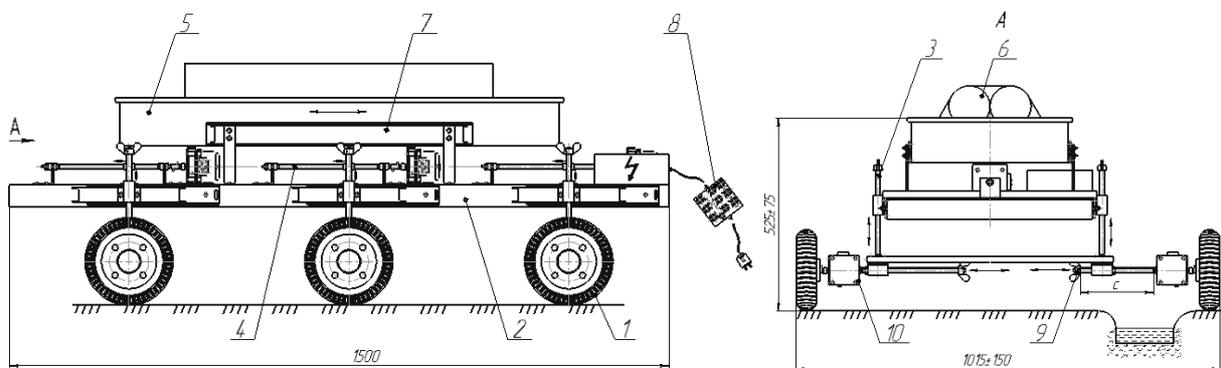


Рис. 1. Действующая модель ТС повышенной проходимости

- (1 - движитель; 2 - рама; 3 - механизм вертикального перемещения движителей; 4 - механизм продольного перемещения движителей; 5 - платформа; 6 - груз; 7 - механизм продольного перемещения платформы с грузом; 8 - элементы управления; 9 - механизм поперечного перемещения движителей; 10 - мотор-редуктор; c - величина поперечного перемещения движителя относительно рамы)

Рассмотрим общий способ преодоления препятствий ТС, когда опорная поверхность 11 обладает малой несущей способностью (см. рис. 2). Опорная поверхность препятствия имеет различные параметры, в том числе недостаточные для перемещения ТС за счет крутящего момента движителей.

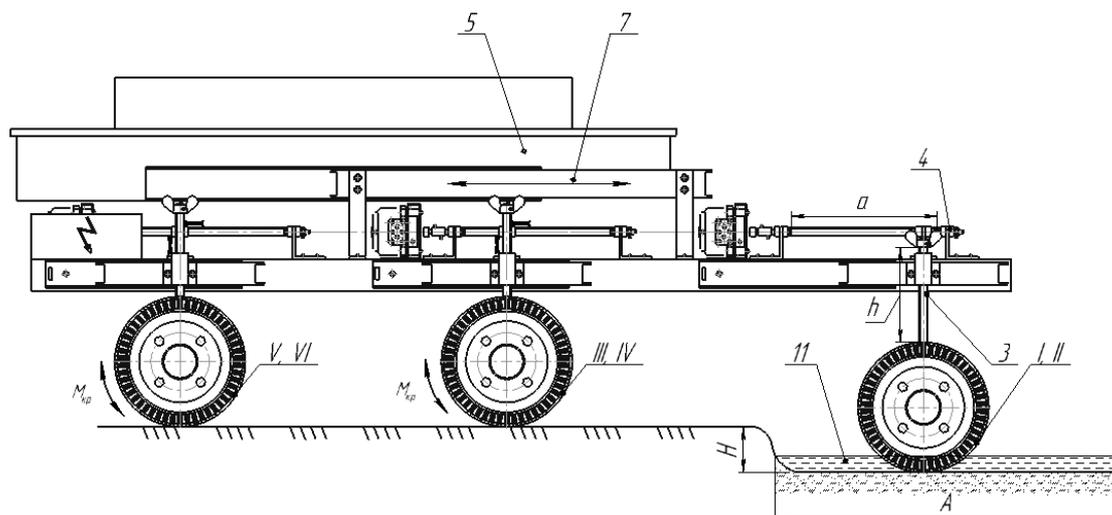


Рис. 2. Схема преодоления препятствия ТС

(I, II - движители передней оси; III, IV - движители средней оси; V, VI - движители задней оси; 3 - механизм вертикального перемещения движителей; 4 - механизм продольного перемещения движителей; 5 - платформа; 7 - механизм продольного перемещения платформы с грузом; 11 - опорная поверхность с малой несущей способностью; h - величина вертикального перемещения движителя относительно рамы; a - величина горизонтального перемещения движителя относительно рамы; H - глубина препятствия; A - продольный размер препятствия; $M_{кр}$ - крутящий момент)

В случае, если глубина (высота) препятствия H меньше технически возможной величины перемещения движителя в вертикальной плоскости h , а длина препятствия A больше технически возможного перемещения движителей в продольной плоскости a , то за счет механизма продольного перемещения платформы 7 центр тяжести ТС переносится между движителями III-IV и V-VI, разгружая движители I-II. Работа механизмов вертикального 3 и продольного 4 перемещения движителей I-II обеспечивает их установку на поверхность с малой несущей способностью (см. рис. 2). При необходимости у ТС можно изменить величину колесной базы c (Рис.1а, б), за счет механизма поперечного перемещения движителей 9. Платформа 5 принимает положение, обеспечивающее равномерную нагрузку движителей I-VI. С подачей крутящего момента к движителям III-VI ТС перемещается вперед до подхода к препятствию движителей III-IV. Алгоритм перемещения движителей III-IV и V-VI на поверхность 11 аналогичен выше описанному алгоритму перемещения движителей I-II [1-3].

Дальнейшее перемещение по поверхности с малой несущей способностью осуществляется за счет механизмов вертикального 3 и продольного 4 перемещения движителей в совокупности с подачей к

ним (двигателям) крутящего момента и переносом центра тяжести во время этого движения, что увеличивает проходимость и снижает общую скорость движения ТС.

Для возможности перемещения ТС с большой скоростью по комбинированным участкам опорной поверхности, включая участки с малой несущей способностью (болото, песок, лед и т.д.), нами разработаны схемы изменения пространственного положения двигателей с обеспечением на них заданного крутящего момента в зависимости от параметров почвы и рельефа местности, схемы перемещения груза вдоль ТС на различную величину и схемы изменения степени фиксации двигателей относительно опорной поверхности [1, 2].

Действующая модель ТС повышенной проходимости обладает рядом важных особенностей:

а) возможность перемещения на почвах с малой несущей способностью за счет дискретно-шагового способа движения, при котором перемещение ТС не зависит от силы сцепления двигателей с опорной поверхностью;

б) возможность осуществления шагающего движения в совокупности с подачей крутящего момента к двигателям, что значительно увеличивает тягово-сцепные способности ТС. Перенос центра масс во время этого движения еще более увеличивает проходимость;

в) возможность использования в качестве двигателей в ТС сферических колес, а также колес с переносом центра масс;

г) высокая маневренность транспортного средства – позволяет быстро изменять направление движения;

д) динамическая стабильность ТС в условиях большого количества толчкообразных помех.

Действующая модель ТС повышенной проходимости является результатом технической реализации совершенствования способов перемещения транспортно-тяговых устройств на почвах с малой несущей способностью. Анализ полученных экспериментальных данных показывает, что внедрение дискретно-шагового способа перемещения при производстве новых и модернизации уже существующих транспортно-тяговых устройств позволит проводить строительные, монтажные, диагностические, эксплуатационные и ряд других работ на почвах с различными параметрами, включая участки с малой несущей способностью, сохраняя почвенно-растительный покров на огромных территориях страны.

Список литературы

1. Лапынин, Ю.Г. Оптимизация перемещения транспортно-тяговых устройств / Ю.Г. Лапынин, А.Н. Макаренко, А.С. Мясников // *Фундаментальные исследования*. – 2013. - №4 ч.5. – с. 1074-1079.
2. Лапынин, Ю.Г. Совершенствование способов движения транспортно-тяговых устройств / Ю.Г. Лапынин, А.Н. Макаренко, А.С. Мясников // *Альманах*. – 2013. С. 124-128.
3. Лапынин, Ю.Г. Волновой способ движения транспортно-тяговых устройств / Ю.Г. Лапынин, А.Н. Макаренко, Д.В. Резников // *Успехи современного естествознания*. – 2007. – №8. – С. 87.
4. Лапынин, Ю.Г. Экологические проблемы воздействия ходовых систем колесных машин на почву / Ю.Г. Лапынин, С.Д. Фомин, Н.В. Карева // *Инженер, технолог, рабочий*. – 2004. – №12. – С. 20–23.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПОКУПАТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Матвеев А.Б., начальник Оперативно-диспетчерской службы
ООО «Газпром межрегионгаз Вологда»

Главными задачами региональной компания по реализации газа является обеспечение надежной и бесперебойной поставки газа потребителям и оплате поставок газа в рамках заключенных договоров поставки газа с потребителями региона и расчетов с поставщиками газа.

В соответствии с Правилами поставки газа в РФ Поставщик обязан поставлять, а покупатель отбирать газ в количестве, определенном в договоре поставки газа. В тоже время поставка и отбор газа должны осуществляться исключительно на возмездной основе.

Поэтому основными функциями диспетчерского управления становится осуществление контроля за подачей и отбором газа в объемах исполненных обязательств покупателя по оплате поставленного газа.

Одной из мер воздействия, направленных на взыскание дебиторской задолженности, является процедура отключения/ограничения поставки природного газа потребителю. Данную процедуру возможно беспрепятственно осуществить при

наличии на подводящих газопроводах устройств ограничения расхода газа (УОРГ).

В результате эксплуатационных испытаний установлено, что в каждом конкретном случае УОРГ следует устанавливать по проекту, проведя поверочный гидравлический расчет участка газопровода между УОРГ и потребителем. Установка по принципу «диаметр условного прохода УОРГ равен диаметру условного прохода газопровода» на практике не дает реального снижения расхода газа, т. к. часто диаметры газопроводов не соответствуют реальным расходам газа, при проектировании предполагается развитие газораспределительной системы и диаметры газопроводов рассчитывались с запасом в 25% от фактических значений расхода газа. При этом возникает возможность попадания в зону нерегулируемости УОРГ (10 - 15% от верхнего и нижнего предела фактического расхода через сечение УОРГ).

Типоразмер УОРГ определяется на основании гидравлического расчета, выполненного в соответствии с предоставленными исходными данными:

- схемы подводящего к потребителю газопровода с указанием наружных диаметров и толщины стенок труб, вида и месторасположения значительных местных сопротивлений;

- фактического давления газа (минимального и максимального) и расчетного по схеме (в точке подключения или у потребителя), а при закольцованных сетях - данные об источниках питания;

- расстояний по участкам (при изменении диаметра, ответвлениях и т. д.);

- часовых расходов газа: максимального и минимального фактического, а также расчетного по схеме (в зимний и летний периоды года), а также минимального значения расхода газа необходимого для ограничения потребителя.

При выборе типоразмера устройства закладывается некоторый запас по расходу так, чтобы расчетный расход газа через устройство обеспечивался при 20-30 градусах.

Максимальный угол закрытия рекомендуется принимать не более 75 градусов, так как при таком положении рабочего органа (диска) может обеспечиваться подконтрольное ограничение расхода газа до 85 % от фактического расхода (при соответствии диаметра газопровода, на основании гидравлического расчета, фактическому расходу). При закрытии устройства более чем на 75 градусов и перепаде более 0,4 МПа возникают большие нагрузки на рабочие

органы, что может повлечь за собой повышенный износ и вывод из строя диска и вала.

Дальнейшее ограничение возможно (при перепаде на УОРГ менее 0,4 МПа) экспериментальным способом – поэтапным закрытием УОРГ, контролем перепада давления газа на нем или расхода по узлу учета газа.

В тоже время характеристики ограничения расхода газа при использовании УОРГ не всегда соответствуют указанным в паспорте изделия. Недостаточно информации и её систематизации о данных по эффективности использования устройств.

В связи со снижением платежеспособности потребителей и ростом задолженности за поставленный газ, обостряется проблема отсутствия технической возможности ограничения поставки газа, как действенного механизма воздействия на потребителей – неплательщиков. В сложившейся экономической ситуации происходит сокращение финансирования строительства УОРГ. Как следствие это приводит к невозможности применения мер принудительного воздействия на потребителя, особенно в случаях частичного исполнения потребителем коммунально-бытовых функций по обеспечению теплоснабжения социальной сферы и населения, дальнейшему росту задолженности за поставленный газ.

Написание данного доклада имеет цель не только сообщить об имеющихся проблемах и поделиться своей информацией, но и в рамках научно-технической конференции получить опыт коллег об эффективности использования устройств ограничения расхода газа, характеристик устройств и имеющейся автоматизации управления ими.

ДИСТАНЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ И МОНИТОРИНГ ОБОРУДОВАНИЯ ЕИТП

Назаров А.А., ведущий инженер
филиал ООО «Газпром трансгаз Москва»
«Инженерно-технический центр»

1. Предпосылки создания единого информационно-технологического пространства (ЕИТП)

В настоящее время в системе управления и реализации процессов транспортировки, распределения газа, его учета и ведения балансов отмечаются проблемы, связанные с недостаточным уровнем

унификации оборудования, средств и методов получения и обработки информации, отсутствием автоматизированной передачи данных и их обработки в диспетчерских филиалов.

Создаваемая в газовой отрасли система единого информационно-технологического пространства (ЕИТП) предназначена для устранения отмеченных недостатков, обеспечения автоматизированного сбора, обработки, хранения и единого представления информации по вычислительным комплексам и хроматографам на всех уровнях процесса управления газоснабжением.

ЕИТП - совокупность программных, аппаратных и инфраструктурных решений, разворачиваемых в компаниях «Газпром межрегионгаз» и газотранспортных компаниях ОАО «Газпром», обеспечивающих автоматизированный сбор, хранение и единое представление информации по вычислительным комплексам и хроматографам на всех уровнях процесса управления газоснабжением.

2. Оборудование, входящее в комплекс ЕИТП

КШ позволяет собирать информации от узлов учета о значениях расхода газа по протоколам обмена различных типов измерительных комплексов, собирать показания паспорта качества газа от хроматографа, получать и выполнять запросы, поступающие от сервера сбора данных.

Для настройки КШ, в большинстве случаев, выезд на объект, который порой значительно удален от ЛПУМГ, не требуется. Получить доступ к ПО КШ возможно с сервера, который производит опрос системы телеметрии, стандартными средствами «Удаленный рабочий стол» операционной системы Microsoft Windows (RDP).

3. Программное обеспечение, входящее в комплекс ЕИТП

ИМУС - программное обеспечение для визуализации данных в табличных формах, система для хранения, обработки, отображения данных по поставкам и потреблению газа, поступающих с контрольно-измерительного оборудования узлов учета газа, данных о состоянии контрольно-измерительного оборудования. На основе полученных данных ИМУС позволяет формировать отчеты по поставкам/потреблению газа, а также проводить анализ изменений объемов поставки и потребления газа потребителями

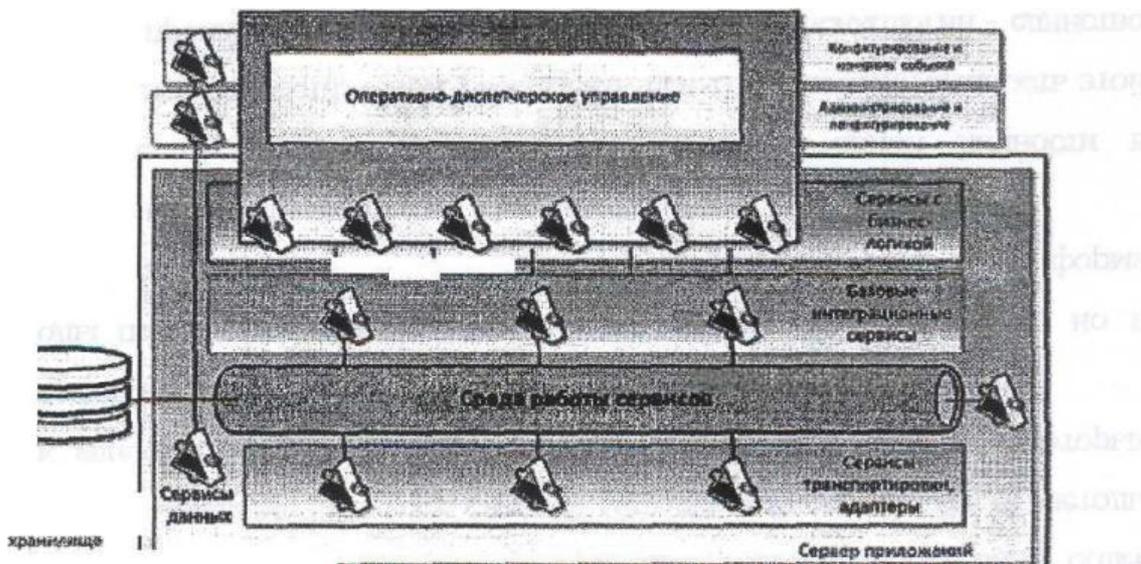


Рис. 1. Программное обеспечение, входящее в комплекс ЕИТ

4. Дистанционное администрирование системы ЕИТП

Основным преимуществом обслуживания системы ЕИТП является возможность дистанционного администрирования.

Для нормального функционирования Системы требуется квалифицированное сопровождение программного обеспечения комплекса и управление его функционированием. Эти функции возложены на специалистов отдела ИОСА ИТЦ, выполняющих функции администратора Системы ЕИТТТ.

Для выполнения своих функций администратору Системы предоставляется АРМ администратора.

Администратор Системы выполняет изменение настроек и конфигураций, контроль работоспособности, сохранение и восстановление, сбор и анализ протоколов работы Системы и ее составных частей.

ЕИТП является многоуровневой и многоступенчатой системой сбора данных.

Для надежного функционирования комплекса ЕИТП необходим постоянный мониторинг работоспособности всех компонентов, узлов оборудования и программного обеспечения.

В процессе эксплуатации оборудования ЕИТП возникают отказы и несоответствия, которые решаются специалистами ИТЦ совместно с разработчиками ИМУС («АНТ-информ») и разработчиками КШ («Прософт-Системы»).

5. Результаты внедрения ЕИТП

Единое информационно-технологическое пространство позволило повысить эффективность процессов транспортировки, распределения и поставки газа.

6. Повышение надежности работы системы

В настоящее время в филиалах ООО «Газпром трансгаз Москва» все ПУ СЛТМ «HOST-4W» интегрированы с сервером ЕИТП. Передача данных в ЕИТП со стороны ПУ ТМ осуществляется через интерфейс RS-232 в соответствии с проектным решением. Но со стороны ЕИТП есть возможность работать по интерфейсу TCP/IP. Для преобразования интерфейсов было установлено устройство MOXA N-port.

В связи с тем, что по проекту ЕИТП резервирование дополнительного устройства N-port или поставка в ЗИП не была предусмотрена. Поэтому оптимальным решением было сменить интерфейс передачи данных на Ethernet и перейти на интеграцию ПУ телемеханики «HOST-4W» с сервером ЕИТП по TCP/IP. Служба ИО, АСУ, ТМ и М доработали программное обеспечение ПУ. Это позволило повысить надежность передачи данных о расходе газа с ПУ ТМ в ЕИТП.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ФАКТА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ КОРПОРАТИВНЫМИ АКТАМИ ФИКСАЦИИ

Назаров И. Д., юрисконсульт 2 категории
ОАО «Газпром газораспределение Иваново»

Доктрина правовой системы России, как, впрочем, и других стран, входящих в континентальную (романо-германскую) правовую семью, не признает в качестве источника права решение судебного или административного органа по конкретному делу – прецедент. Тем не менее современные реалии позволяют говорить о постепенном изменении профессионального юридического правосознания: все большую роль приобретает судебная практика.

При решении вопросов, возникающих в сфере газораспределения, особую актуальность судебный прецедент приобрел в области технического обслуживания и ремонта внутридомового газового оборудования. Существенное изменение нормативно-правовой базы, недостатки юридической техники и отсутствие ведомственного толкования регулирующих данную сферу правовых норм приводит к ошибкам, а иногда и к прямым злоупотреблениям со стороны контрагентов. Единственно

возможный в данном случае вариант разрешения сложившегося спора – судебное толкование правоотношений между сторонами.

Основанием для бухгалтерской операции по закрытию сделки являются первичные документы, в которых надлежащим образом подтвержден (задокументирован, зафиксирован) факт выполнения работ. Некоторые контрагенты для получения причитающихся им денежных средств сразу готовят соответствующие документы – еще до выполнения всех возложенных на них договором обязательств. Однако нередко возникают ситуации, когда добросовестно исполнившая свои обязательства сторона не может подтвердить факт их исполнения.

Согласно ч.3 ст.1 Гражданского кодекса РФ (ГК РФ), при установлении, осуществлении и защите гражданских прав и при исполнении гражданских обязанностей участники гражданских правоотношений должны действовать добросовестно. В частности, никто не вправе извлекать преимущество из своего незаконного или недобросовестного поведения (ч.4 ст.1 ГК РФ). Очевидно, что ситуация, при которой контрагент сознательно и безосновательно не подписывает подтверждающие конкретный факт документы, не только не соответствует основам гражданского законодательства РФ, но и нарушает общепринятые нормы морали. Нормативной базой, регулирующей вопросы составления и порядка подписания актов сдачи-приемки выполненных работ (актов выполненных работ), подтверждающих факт проведения технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, являются пп. 55 и 56 Правил пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, (утверждены Постановлением Правительства РФ от 14 мая 2013 года №410, далее – Правила). Наличие такого набора правовых инструментов, казалось бы, способно решить любые осложнения, связанные с подтверждением факта выполнения работ. Однако на практике это происходит не всегда. Могут возникнуть следующие вопросы:

1. Какое количество актов выполненных работ можно подписывать за период действия договора? Правомерно ли подписание только одного акта или в случае перехода дома от одной управляющей компании к другой можно подписать акты с обеими компаниями по факту оплаченных ими денежных средств?

2. Считаются ли подтвержденными выполненные работы (оказанные услуги) в случае несоблюдения правил заполнения акта выполненных работ (отсутствие указания на место, дату и время заполнения)? 3. Каким образом можно доказать контролирующим органам факт добросовестного исполнения своих обязанностей по договору в случае предоставления в рамках проверки односторонне подписанного акта выполненных работ? 4. Является ли акт единственным подтверждением факта выполнения работ (оказания услуг)?

Ответы можно и нужно искать в судебной практике.

Хотя вопросов много, ответ на последний из них помогает решить и все предыдущие. Итак, является ли акт единственным подтверждением факта выполнения работ (оказания услуг) или нет? Современная судебная практика предлагает рассуждать следующим образом.

Согласно ст. 309, 310 ГК РФ, обязательства должны исполняться надлежащим образом в соответствии с их условиями и требованиями закона.

Заключенный между сторонами договор на техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования многоквартирного жилого дома регулируется ст. 779-783 ГК РФ. Согласно ст. 779 ГК РФ, по договору возмездного оказания услуг исполнитель обязуется по заданию заказчика оказать услуги (совершить определенные действия или осуществить определенную деятельность), а заказчик обязуется оплатить эти услуги. В соответствии с п. 1 ст. 781 ГК РФ, заказчик обязан оплатить оказанные ему услуги в сроки и в порядке, которые указаны в договоре возмездного оказания услуг. Из положений ст. 779 ГК РФ следует, что исполнитель может считаться надлежаще исполнившим свои обязательства при совершении указанных в договоре действий (осуществлении деятельности). Таким образом, в силу заключенного договора и положений действующего законодательства РФ, для признания права стороны на получение денежных средств за выполненные работы необходимо доказать наличие следующих юридических фактов: 1. Правоотношений между сторонами, вытекающих из договора на оказание услуг; 2. Факта оказания услуг.

Каждое лицо, участвующее в деле, должно доказывать те обстоятельства, на которые оно ссылается как на основание своих требований и возражений (ч.1 ст.65 Арбитражно-процессуальный кодекс РФ). Факт заключения договора обычно не оспаривается, чего

не скажешь о факте оказания услуг. В случае отсутствия подписанного с обеих сторон акта выполненных работ попытаться решить эту проблему можно, указав на имеющиеся внутрикорпоративные документы.

Действительно, вряд ли существует какая-нибудь газораспределительная организация, в которой работы, выполняемые ее сотрудниками, не фиксируются во внутренних документах. В отношении услуг по техническому обслуживанию и ремонту газоиспользующего оборудования подобными документами могут выступать: журналы регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ и на техническое обслуживание; акты-наряды на выполнение технического обслуживания; акты технического обслуживания и т.д. Подобные документы прямо или косвенно подтверждают выполнение работ (оказание услуг). Важно понимать, что доказательство несет в себе сведения о фактическом обстоятельстве, то есть о факте, наличие или отсутствие которого должен установить суд. Кроме того, нужно иметь в виду, что на заказчике также лежит бремя доказывания своих требований (то есть отсутствия факта выполнения работ). И если заказчик не представит необходимых относимых, достоверных, допустимых и достаточных доказательств, суд откажет в удовлетворении заявленных им требований¹.

Основные выводы, полученные в результате анализа законодательства и судебной практики, таковы:

1. Акт сдачи-приемки выполненных работ не является единственным документом, подтверждающим факт выполнения работ (оказания услуг) по техническому обслуживанию и ремонту газоиспользующего оборудования.

2. Указанный факт можно подтвердить также следующими документами: журналами регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ и на техническое обслуживание; актами-нарядами на выполнение технического обслуживания; актами технического обслуживания; журналами обхода трасс газопроводов и т.д.

3. Данные документы должны составляться сотрудниками специализированной организации надлежащим образом, с заполнением всех указанных в нем реквизитов.

¹Данная позиция подтверждается Постановлением Второго арбитражного апелляционного суда от 12 ноября 2014 года по делу №А29-7061/2013, которое было оставлено без изменений Постановлением Арбитражного суда Волго-Вятского округа от 4 марта 2015 года

4. Прежде чем обращаться за защитой своих интересов в судебные органы, следует провести претензионную работу и попытаться разрешить сложившуюся ситуацию путем переговоров, указав на возможность взыскания не только суммы задолженности, но и судебных расходов.

Список литературы

1. Арбитражный процессуальный кодекс Российской Федерации от 24.07.2002 N 95-ФЗ (ред. от 29.06.2015) // СПС «Консультант+».

2. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 N 51-ФЗ(ред. от 13.07.2015) // СПС «Консультант+».

3. Постановление Правительства РФ от 14.05.2013 N 410(ред. от 04.09.2015) «О мерах по обеспечению безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования» // СПС «Консультант+».

ВЛИЯНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ СИЛ В ЛАБИРИНТНЫХ УПЛОТНЕНИЯХ НА ДИНАМИКУ РОТОРА

Новиков Е.С., машинист ТК
ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Из всего разнообразия машин для добычи, переработки и транспорта топлива центробежные компрессорные машины получили наибольшее распространение. Потребности в эффективной мощности современного топливно-энергетического комплекса с каждым годом возрастают.

Повышение производительности современных роторных машин достигается их работой на сверхкритических частотах вращения в условиях высоких давлений и температур рабочей среды. При этом возрастает влияние циркуляционных газодинамических сил в лабиринтных уплотнениях (ЛУ) на динамические характеристики роторной системы, в частности на ее критические частоты вращения.

Система уплотнения центробежного компрессора служит для предотвращения или, по крайней мере, ограничения утечек газа из проточной части. Это положительно сказывается на работе машины, а именно повышается коэффициент полезного действия, уменьшаются материальные и временные затраты и улучшаются динамические характеристики.

По конструктивному исполнению и принципу действия уплотнения классифицируются на контактные и бесконтактные. Контактные системы очень сложны по конструктивному исполнению, вследствие этого применяются бесконтактные уплотнения, например ЛУ, которые используют гарантированный зазор для разделения полостей высокого и низкого давления. Следует отметить, что бесконтактные уплотнения практически не имеют ограничений по окружной скорости, что позволяет им работать в крупных центробежных машинах.

Работа ЛУ основана на использовании процесса дросселирования газа через группу последовательно расположенных элементов уплотнения, как показано на рисунке 1.

Каждый элемент уплотнения состоит из щели, в которой динамический напор преобразуется в динамический напор и камеры, в которой динамический напор преобразуется в тепловую энергию из-за потерь на вихреобразование и трение.

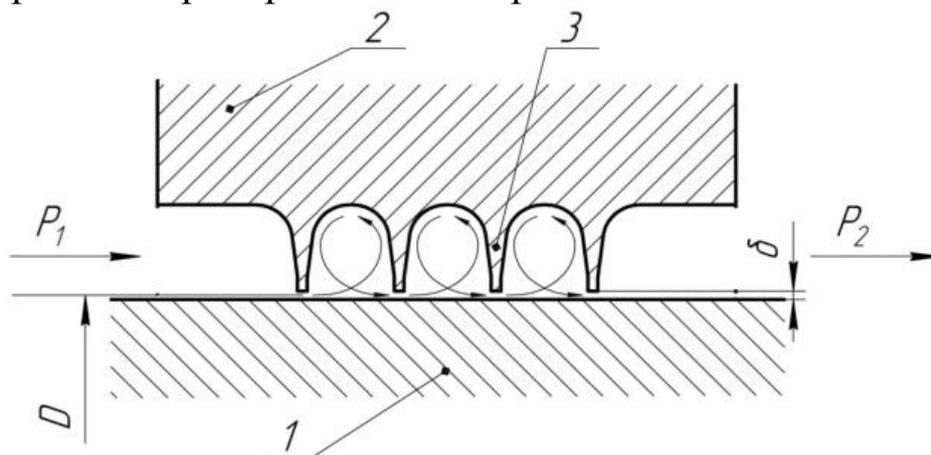


Рис. 1. Схема течения газа в лабиринтном уплотнении (1 - роторная часть с диаметром D ; 2 - статорная часть; 3 - гребни лабиринтного уплотнения; δ – зазор между статорной и роторной частями)

Особенностями ЛУ являются:

- 1) наличие допустимой протечки через ЛУ герметизирующей среды;
- 2) появление окружной составляющей скорости потока, обусловленной вращением ротора;
- 3) появление циркуляционной газодинамической силы при смещении ротора относительно статора ЛУ.

Механизм возникновения циркуляционной силы в газовом лабиринтном уплотнении схематично показан на рисунке 2. В результате трения о вращающийся с большой скоростью ω ротор газовый поток через уплотнение приобретает окружную скорость.

При смещении ротора из-за эксцентрисичности зазора возникает неравномерное распределение давления по зазору с зоной нагнетания перед его сужением. Равнодействующая F_p такого поля давлений порождает упругую (консервативную) силу F_s , направленную против смещения ротора, и неконсервативную (циркуляционную) силу F_n , способствующую прямой прецессии ротора, совершаемой со скоростью Ω . При этом сила F_n вызывает смещение ротора в направлении, перпендикулярном первоначальному смещению.

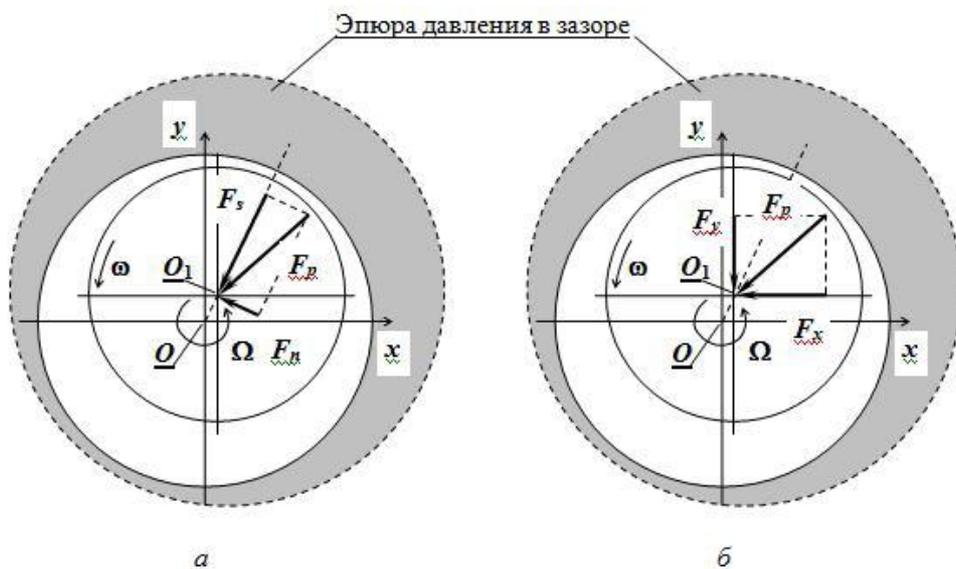


Рис. 2. Механизм образования газодинамических сил в уплотнении
(*a* – консервативной F_s циркуляционной F_n ;
б – в проекциях на координатные оси)

Таким образом, даже при импульсном характере первоначального смещения возникшая циркуляционная сила будет порождать саму себя, что при недостаточных демпфирующих свойствах газового потока в зазоре способствует самовозбуждающимся колебаниям ротора в уплотнении, что пагубно сказывается на устойчивости ротора.

Учитывая возрастающий интерес в мире к работе ЛУ на сверхкритических частотах вращения ротора, рассмотренная проблема является современной и актуальной.

Решение данной проблемы предоставит возможность учитывать циркуляционные газодинамические силы в ЛУ при проектном анализе конструктивной и эксплуатационной эффективности альтернативных вариантов ЛУ на начальной стадии создания роторной машины, когда формируется ее концептуальное устройство, что позволит продлить эксплуатационный срок машины.

Список литературы

1. Марцинковский, В.А. Бесконтактные уплотнения роторных машин / В.А. Марцинковский. - М.: Машиностроение, 1980. – 200 с.
2. Чайлдс. Расчет лабиринтных уплотнений на основе метода Иванцубо. Сравнение с экспериментальными данными / Чайлдс, Шеррер // Энергетические машины. - 1986. - №2. - С. 83-90.
3. Костюк, А.Г. Динамика и прочность турбомашин: учебник для вузов / А. Г. Костюк. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2007. - 476 с.
4. Уланов, А.М.. Динамика и прочность авиационных двигателей и энергетических установок: учеб. пособие / А.М. Уланов. – Самара: Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-та, 2011. – 49 с..
5. Снек. Обзор литературы по лабиринтным уплотнениям / Снек // Проблемы трения и смазки. - 1974. - №3. - С. 59-63.
6. Шнепп, В.Б. Конструкция и расчет центробежных компрессорных машин / В. Б. Шнепп. - М.: Машиностроение, 1995. - 240 с.
7. Брыкин, Б.В. Численное моделирование эксперимента по исследованию течения в лабиринтном уплотнении / Б. В. Брыкин, И. Е. Евдокимов // Электронный журнал "Труды МАИ". - №61.

КОНТУР УЧЕТА СРЕДСТВ КИПиА

Парамонов М.А.,

начальник службы контрольно-измерительных приборов,
автоматики и телемеханики Кунгурского ЛПУ МГ –
филиал ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

В настоящее время одним из путей оптимизации производственно-хозяйственной деятельности (ПХД) предприятия является применение информационно-управляющих систем (ИУС), цель которых – это оптимизация функций планирования, контроля и выполнения производственной деятельности.

Одной из основных проблем, возникающей при внедрении ИУС является адаптация программного обеспечения к специфике каждого направления деятельности предприятия.

Цель проекта – оптимизация типовых бизнес процессов ПХД службы контрольно-измерительных приборов, автоматике и телемеханике (КИП,АиТ) и реализация их на существующей ИУС нашего Общества КАС «Бизнес-Люкс».

Для достижения поставленной цели необходимо решить две основные задачи:

1. Разработать структуру нормативно-справочной информации для организации хранения данных по эксплуатируемому оборудованию.

2. Определить алгоритмы типовых производственных процессов, которые являются неотъемлемой частью ПХД службы КИП,АиТ.

Из анализа ПХД службы КИП,АиТ нашего филиала можно выделить следующие актуальные вопросы, требующие оптимизации:

– большая удаленность производственных участков внутри филиала и ограниченный доступ специалистов службы к ИУС предприятия, что значительно снижает эффективность ПХД службы КИПиА и не позволяет равномерно распределить информационную нагрузку на персонал;

– большой парк средств и систем автоматизации нашего предприятия, состоящий из 126 единиц САУ ТП и более чем 46 567 тысяч каналов управления, измерения и сигнализации, которые периодически обновляются, что в целом осложняет оперативно получать информацию по эксплуатируемым КИПиА.

Решения поставленных задач можно разделить на два основных этапа.

На первом этапе была разработана нормативно-справочная система для хранения данных по эксплуатируемому оборудованию. Для этого первоначально была сформирована иерархическая структура хранения информации по средствам КИПиА, а затем сформирован справочник, который объединил всю номенклатуру КИП в нашем филиале. Далее все измеряемые параметры технологических объектов нашего предприятия сопоставили к справочнику средств КИПиА.

В завершении первого этапа вся сформированная информация была импортирована в КАС «Бизнес-Люкс».

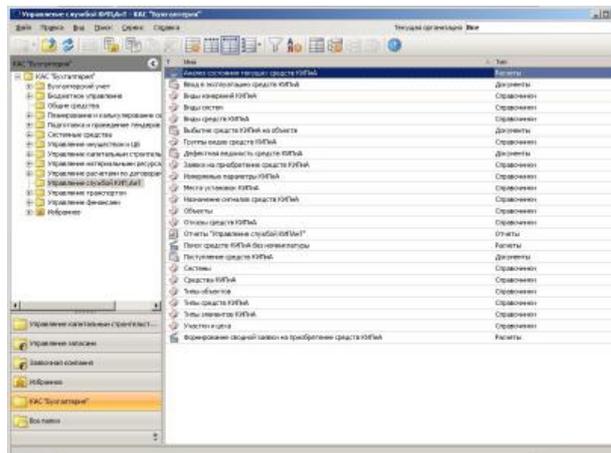


Рис.1. Компоненты контура «Управление службой КИП,АиТ».

Контур содержит справочники, документы, отчеты, расчеты.

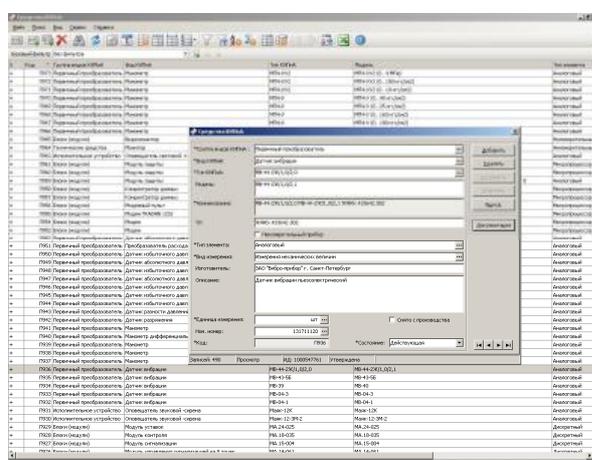


Рис.2 Справочник Средства КИПиА.

Справочник объединяет первичные и вторичные преобразователи, исполнительные устройства, кабельную продукцию и т.д.

Для получения информации о средствах КИПиА, установленных на технологических объектах, запускается соответствующий отчет анализа состояния текущих средств. Отчет можно сформировать в целом по филиалу или для соответствующего объекта.

Более полную информацию о приборе можно просмотреть из справочника средств КИПиА, где указаны его основные параметры, а также номенклатурный номер для каталога заявочной компании на ПЭН. Кроме этого имеется сканобраз технического описания на этот прибор.

Впоследствии всю эту информацию можно экспортировать в таблицы Excel.

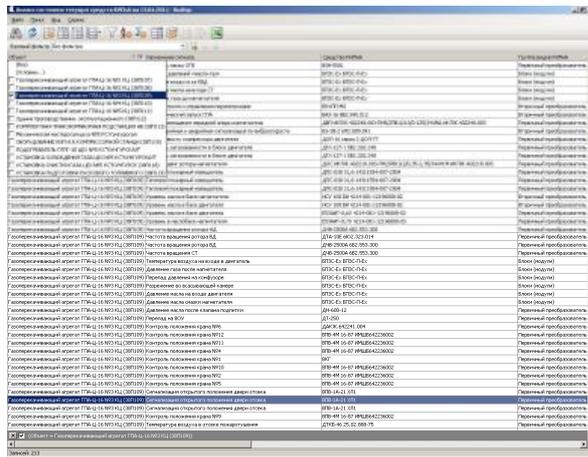


Рис.3. Возможности представления данных средств КИПиА с быстрой фильтрацией

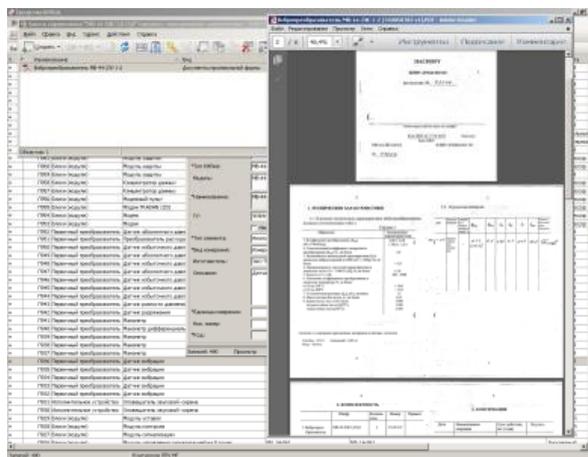


Рис.4. Электронные копии паспортов и документации на средства КИПиА

Таким образом, раздел нормативно-справочной информации позволяет оперативно получать информацию по эксплуатируемым средствам КИПиА в различных разрезах и использовать её для формирования различных отчетов, подготовки спецификаций для капитальных и текущих ремонтов, а также для определения норматива численности персонала службы.

На втором этапе в рамках анализа ПХД службы КИП, АиТ выявили ряд типовых производственных процессов, среди которых:

- регистрация новых средств КИПиА;
- привязка средств КИПиА к номенклатуре;
- ввод средств КИПиА в эксплуатацию;
- формирование отказов по вышедшим из строя средствам КИПиА;
- замена средств КИПиА при отказе в работе на аналогичные;
- возврат средств КИПиА после ремонта;
- формирование дефектной ведомости;

- формирование заявок на приобретение средств КИПиА;
- поступление средств КИПиА;
- замена, демонтаж системы на объекте при реконструкции.

Для автоматизации этих процессов нами были разработаны соответствующие алгоритмы, которые взаимосвязаны между собой и используют раздел нормативно-справочной информации.

Рассмотрим алгоритм процесса формирования заявок на материалы, который является одним из основных в нашей производственной деятельности.

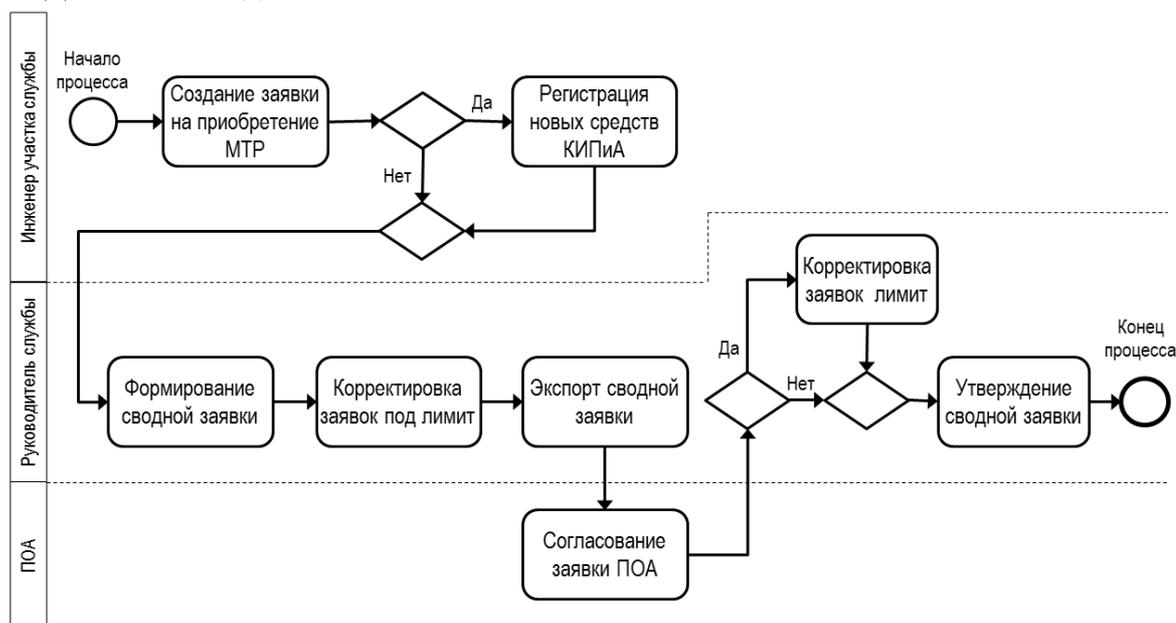


Рис. 5. Алгоритм бизнес-процесса «Формирование заявок на приобретение средств КИПиА»

Процесс начинается с составления заявки инженером, в ходе которой указывается: участок, объект, место установки и необходимое средство КИПиА. Такой подход позволяет отфильтровать только те приборы, которые фактически установлены на объекте и снизить риски в ошибке выбора нужного прибора. Кроме этого, если планируется установить новый прибор, то запускается регистрация новых средств КИПиА.

Таким образом, каждый инженер в процессе своей производственной деятельности оценивает потребность и возможность формирования заявки на необходимые материалы.

Далее в соответствующий момент времени формируется сводная заявка, которая отражает потребность МТР по каждому участку службы. Это упрощает осуществлять корректировку МТР, для соблюдения выделенного лимита, а в последствии по мере поступления МТР на центральный склад филиала значительно

упрощает распределения МТР по участкам с отметкой фактического выполнения.

На следующем этапе сводная заявка экспортируется в модуль заявочной компании, при котором МТР с одинаковыми номенклатурами суммируются и уходит на согласование в ПОА.

После согласования определяется потребность в корректировке сводной заявки после чего она утверждается. Важно, что при утверждении сводной заявки, автоматически корректируются и заявки с участков службы. Это позволяет инженерам своевременно вносить коррективы для детальнейших действий.

Таким образом, автоматизация данного бизнес-процесса позволяет значительно повысить качество планирования заявок на МТР, а также контроль их выполнения.

В заключение остановимся на следующих основных моментах:

1. В рамках проекта была разработана структура нормативно-справочной информации для учета средств КИПиА, а также алгоритмы для автоматизации типовых производственных задач ПХД нашей службы.

Апробирование этих решений в существующей ИУС нашего Общества КАС «Бизнес-Люкс» подтверждает возможность их реализации и оптимизации ряда производственных задач.

2. Предлагаемые нами решения по оптимизации ПХД службы универсальны, могут быть реализованы в других информационно-управляющих системах предприятием и могут рассматриваться как корпоративное решение для Общества.

3. Внедрение данного проекта также коррелирует с политиками в области качества ремонта и управления человеческими ресурсами, т.к. определяет системный подход в организации ПХД службы.

ЭЛЕМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДВЕЖЕННЫХ КРН, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ

Подольская В.В., инженер 2 категории лаборатории
коррозионно-механической прочности и диагностики КРН
Челябинского отделения Инженерно-технического центра
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Система управления техническим состоянием (ТС) газопроводов

предусматривает реализацию следующих основных мероприятий:

- оценку, прогноз и ранжирование ТС;
- восстановление ТС;
- мониторинг ТС;
- автоматизацию управления ТС.

Специфика управления ТС газопроводов, подверженных КРН, связана с наличием:

-недостаточной степени надёжности выявления и идентификации различных типов трещиноподобных дефектов внутритрубной диагностикой (не обнаруживаются типы дефектов КРН в виде тонких нераскрытых трещин глубиной 2 мм и менее, «трещины напряжения» с характерной морфологией «ёлочка», поперечные трещины в зоне сплавления продольного шва, не выполняется разделение трещиноподобных дефектов на дефекты КРН и дефекты проката (плены, закаты), необходимое для оценки сроков безопасной эксплуатации, не выделяются границы участков, повреждённых КРН);

-неоднозначности критериев, принятых в нормативной документации ОАО «Газпром», и их недостаточности для выделения границ участков развития КРН;

-появления областей трещин специфической морфологии, ориентированных под углом, поперёк и вдоль образующей на трубах, предрасположенных к КРН, даже на тех участках, где отсутствуют типичные природные условия КРН;

Особенность управления ТС газопроводов, подверженных КРН, в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» обусловлена, с одной стороны, наличием эксплуатационных потоковых ограничений для вывода межкрановых участков МГ в комплексный ремонт, с другой стороны, раскладкой труб, предрасположенных к КРН, из стали марки 17Г2АФ и спиральношовных.

Данные проблемы исключают возможность объективной оценки фактического ТС, установления приоритетов ремонта и выбора его технологии на участках, подверженных КРН, по алгоритмам и комплексным показателям, представленным в СТО Газпром 2-2.3-2922009, СТО Газпром 2-2.3-750-2009.

Общие цели работы:

- разработка программ и планов-графиков ремонта в соответствии с фактической степенью поврежденности газопроводов КРН;
- обеспечение соответствия планируемых показателей ремонта

фактическим;

-сокращение сроков планирования ремонта.

Для достижения целей были поставлены и решены следующие задачи:

-разработка специализированного алгоритма оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН;

-построение информационной модели автоматизированной системы оценки ТС и планирования ремонта по результатам ВТД, инструментальной наземной диагностики, технического диагностирования в шурфах с использованием информации о местоположении и протяженности участков с наличием природно-технических условий для развития КРН;

-создание на основе информационной модели прикладного программного обеспечения, реализующего функции обоснования приоритетности, детального планирования и контроля выполнения ремонта.

Процесс создания автоматизированной системы оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН, предусматривает 4 этапа работ.

Первый этап - построение и формализация природно-технических моделей-эталонов ситуаций КРН.

Второй этап - построение информационной модели автоматизации планирования ремонта по данным ВТД и инструментальной наземной диагностики с использованием исходных данных о местоположении участков с наличием природных условий для развития КРН, разработка программного обеспечения на основе данной модели.

На третьем и четвёртом этапах планируется разработка ПО для автоматизированного выделения потенциально опасных участков КРН (ПОУ-КРН) и его интеграция в комплексную систему планирования ремонта.

Общая экспертно-аналитическая схема оценки ТС и планирования ремонта предусматривает следующую последовательность действий:

-выделение однородных, типичных и потенциально-опасных участков территории трассы;

-определение показателей ТС элементов МГ по данным наземной диагностики, распределение по рангам опасности;

-совмещение на карте-схеме выделенных участков, данных ВТД и наземной диагностики, дифференциация аномалий, выявленных

ВТД, по вероятным типам повреждений (КРН, трещиноподобные дефекты проката, коррозия), переработка диагностической информации с учетом вероятного типа повреждений;

- автоматизированный расчет показателей ТС элементов газопровода, выбор способа и срока ремонта каждого элемента газопровода;

- объединение элементов с одинаковым способом ремонта с формированием локальных участков различной протяженности, расчет показателей ТС и сроков планово-предупредительного ремонта (ППР) локальных участков;

- последовательная генерализация локальных участков, расчет показателей ТС, выбор способов и сроков ремонта протяженных и межкрановых участков;

- выбор технологии и сроков ремонта;

- ранжирование, определение приоритетов и детальное планирование ППР и комплексного ремонта.

Выбор технологии и сроков ремонта протяженных и межкрановых участков осуществляется на основании расчета:

- суммарной протяженности элементов, подлежащих замене;

- суммарной протяженности элементов, подлежащих переизоляции, %;

- минимального срока ремонта после проведения ВТД.

При этом учитываются:

- интегральный показатель комплексного ремонта R_p , рассчитанный по оптимизированной формуле СТО Газпром 2-2.3-523-2010;

- показатели ТС согласно СТО Газпром 2-2.3-292-2009, СТО Газпром 2-2.3750-2009.

Для участков, подлежащих сплошной переизоляции, необходимо учитывать показатели вероятности отказов и безопасности, техногенные риски, финансовые, системные, организационные ограничения.

Выделение участков с наличием природно-технических условий КРН основано на пространственном совпадении четырех системообразующих факторов КРН:

- определенного типа покрытий;

- увлажнения газопровода с обеспечением восстановительной обстановки под покрытием;

- биодеструкции клеевого слоя ленточного покрытия;

- определенного литологического, минералогического,

химического состав грунта.

Процесс выделения ПОУ предусматривает поэтапную оценку показателей природно-технических условий эксплуатации на соответствие эталонам (прецедентам) КРН. Для его автоматизации строится информационная модель пространственно-временного прогноза, предусматривающая:

- формализацию причинно-следственной модели КРН в виде схемы кластеризации трассы газопроводов и набора логических правил;

- создание выборки прецедентов;

- формализацию гипотез о прогнозирующей функции;

- создание индикационных моделей;

- геоинформационный анализ для ранжирования по степени близости к прецедентам.

Информационная модель автоматизированной оценки ТС и планирования ремонта по данным ВТД и инструментальной наземной диагностики предусматривает иерархическое структурирование газопроводов, систему показателей для оценки ТС и выбора решений о ремонте, дифференцированную по уровням структурной иерархии, критериальные значения показателей, 10 вариантов принимаемых решений о ремонте труб и покрытий, алгоритмы расчета показателей ТС и выбора решений о ремонте, правила объединения дефектов в группы взаимодействующих, правила формирования участков по способу ремонта элементов трубопровода, правила генерализации решений о ремонте.

В информационной модели используются показатели ТС, алгоритмы их расчета и выбора решений о ремонте, представленные в нормативной документации ОАО «Газпром».

На основе информационной модели разработано программное обеспечение, реализующее следующие экспертные функции:

- расчет показателей ТС и сроков обследования единичных аномалий, групп взаимодействующих аномалий и элементов, выбор способов и очередности ремонта каждого элемента трубопровода;

- объединение элементов с одинаковым способом ремонта по заданным правилам с формированием участков различной протяженности;

- расчет показателей ТС и сроков обследования, выбор способов, объемов и очередности ремонта локальных, протяженных и межкрановых участков;

- построение индикационных карт-схем распределения

элементов и участков по показателям ТС, срокам обследования в шурфах, способам и объемам ремонта;

- построение распределения аномалий по окружности на «развёртках» элементов вдоль участка, обследованного ВТД;

- представление полученных результатов в табличной и графической форме;

- контроль выполнения ремонта по данным ВТД и технического диагностирования наружными методами НК.

Система контроля выполнения ремонта является неотъемлемой частью концепции УТСиЦ наряду с системой планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН. Она включает в себя модули импорта исходных данных (отчетов о проведении ВТД, ведомостей дефектов), статистической обработки информации, планирования и учета выполненных работ. Система контроля позволяет оперативно получать актуальную информацию о техническом состоянии отдельных элементов газопроводов, обследованных ВТД, обновляемую по мере выполнения внутритрубной диагностики, технического диагностирования наружными методами НК и ремонта.

Представленные в докладе специализированный алгоритм оценки ТС и планирования ремонта газопроводов, подверженных КРН, и реализующее его программное обеспечение были использованы для поддержки принятия решений при детальном планировании ППР и комплексного ремонта газопровода «Комсомольское-Челябинск, 1 н.» и ТТ КС «Шатровская», «Далматовская». Проведено:

- ранжирование и выбор технологии ремонта;

- детальное планирование и выполнение четырех комплексов плановопредупредительного ремонта с заменой труб и локальных участков, поврежденных КРН на газопроводе «Комсомольское-Челябинск» (км 13191360);

- определение показателей для проектирования комплексного ремонта газопровода «Комсомольское-Челябинск»;

- детальное планирование и выполнение комплексного ремонта ТТ КС «Шатровская» и «Далматовская».

В целом соответствие фактических показателей ТС и ремонта планируемым, подтвердило эффективность разработанных информационных моделей.

Специализированный алгоритм оценки ТС и система планирования ремонта позволили:

- повысить эффективность обработки, анализа и использования

результатов ВТД за счет повышения степени надежности выявления и идентификации трещиноподобных дефектов, расширения вариантов принимаемых решений;

-оценить степень повреждения газопроводов КРН;

-решить комплекс конкретных задач по планированию ремонта, не предусмотренных нормативно-технической документацией ОАО «Газпром», в том числе:

а) выполнить индивидуальное планирование ремонта каждого дефекта и элемента газопровода, каждого локального, протяженного, генерализованного и межкранового участка;

б) определить показатели, необходимые для детального планирования и проектирования ремонта - суммарную протяженность элементов и участков подлежащих замене, ремонту сваркой, вышлифовкой, переизоляции, в том числе сплошной и выборочной;

в) выполнить корректирующее и предупреждающее планирование;

-обеспечить синхронизацию диагностических и ремонтных работ;

-сократить незапланированные объемы замены.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Ремизов А.Е., к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории технической диагностики трубопроводов и оборудования ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В настоящее время проблема повышения конструктивной надежности трубопроводных систем приобретает стратегическое значение, предопределяющее необходимость поиска и разработки альтернативных материалов и конструкций, способных к сдерживанию темпов роста ремонтных работ из-за коррозионного старения и предельных перенапряжений трубных сооружений.

На сегодняшний день к таким материалам следует отнести полимерные композиционные материалы (ПКМ), использование которых в изделиях наукоемких технологий позволило сделать качественный скачок в совершенствовании производства трубных конструкций высокого давления, повышенной прочности и коррозионной стойкости.

Однако практика создания нефтегазопроводов из ПКМ столкнулась с рядом технических проблем, требующих научного изучения и исследований.

Одной из таких проблем является отсутствие подходов к диагностированию газопроводов, выполненных из композиционного материала.

Состав видов неразрушающего контроля (НК), используемых при диагностировании материала труб магистральных газопроводов, регламентирован Инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании труб и соединительных деталей, но в силу диэлектрической природы ПКМ не все методы неразрушающего контроля, перечисленные в данном нормативном документе применимы при диагностировании данных труб.

Комплекс методов НК должен включать в себя в качестве основных:

- визуально-измерительный;
- ультразвуковой (акустический);
- капиллярный метод;
- измерения твердости;
- системы мониторинга;
- расчетные методы.

В качестве дополнительных – методы НК, назначаемые в зависимости от наличия данных о материальном исполнении, особенностях конструкции элементов и доступа к зонам контроля.

Отдельно необходимо отметить, что при диагностировании протяжённых участков газопроводов, выполненных из ПКМ самым информативным методом неразрушающего контроля для получения наиболее полной и точной картины о текущем техническом состоянии трубопроводов останется внутритрубная дефектоскопия (ВТД).

Но в решении задач диагностирования труб, выполненных не из металла, диэлектрические свойства ПКМ накладывают серьёзные ограничения на проведение ВТД. Вследствие чего, как магнитные снаряды-дефектоскопы, так и ультразвуковые, использующие бесконтактные электромагнитноакустические преобразователи для ввода ультразвуковых волн в материал, не могут использоваться для проведения ВТД.

Исходя из проведённого анализа, при проведении ВТД участков газопроводов, выполненных ПКМ, единственным возможным остаётся СД-метод, который может быть реализован разными способами.

СД-метод заключается в сплошном ультразвуковом сканировании стенки трубы при возбуждении ультразвуковой волны с помощью пьезоэлектрических преобразователей.

Одним из способов реализации СД-метода является ультразвуковое обследование в водяной подвижной пробке, который в свою очередь имеет один очень серьёзный недостаток. СД-метод ультразвукового обследования в водяной подвижной пробке является экономически нерентабельным из-за потерь, связанных с выведением участка газопровода из эксплуатации на длительный срок для осушки после проведения ВТД этим методом.

Вторым способом реализации СД-метода, является применение специализированных приспособлений, обеспечивающих надёжный контакт пьезоэлектрического преобразователя внутритрубного дефектоскопа со стенкой контролируемой трубы.

СД-метод в целом является достаточно надёжным с точки зрения регистрации трещиноподобных дефектов, в том числе и продольных неглубоких трещин на внешней поверхности.

Таким образом, проведение ВТД участков газопроводов, выполненных из композиционных материалов возможно, но требует детального обоснования с формированием аргументов к проведению контроля, перекрывающих финансовые затраты на выполнение диагностических работ.

Также, одним из перспективных направлений диагностики труб из ПКМ является оптоволоконный мониторинг. Технология производства ПКМ труб позволяет на стадии изготовления (намотки) трубы совместно с армирующим волокном подмотать в стенку трубы оптоволоконный сенсор, позволяющий в дальнейшем организовать систему мониторинга трубопровода. Эта система позволяет в реальном режиме времени контролировать состояние объекта, на ранней стадии обнаруживать возможность возникновения аварийных ситуаций, таких как утечки, смещение грунта, деформация трубы, изменение температуры грунта, наличие динамических воздействий, несанкционированный доступ.

Задачам определения наибольших напряжений (деформаций) в области распространения трещин, а также мест наиболее вероятного разрушения может служить применение хрупких покрытий, позволяющих оперативно и достаточно точно выявлять (по характеру и

плотности распространения трещин в тензопокрытии) зоны не только конструктивно-технологической концентрации напряжений, но и вероятных локальных дефектов [2].

Совместное использование хрупких тензопокрытий и акустико-эмиссионной (АЭ) системы позволит сочетать достоинства каждого из данных методов и исключить недостатки, свойственные этим методам в отдельности. Требуемый эффект будет достигнут путем установки в наиболее нагруженных и опасных зонах исследуемого изделия хрупких тензопокрытий с величиной пороговой деформации, меньшей или равной предельно допустимой для безопасной эксплуатации конструкции; для дистанционного контроля их состояния (регистрации и локализации образующихся трещин) используется АЭ система.

В целом, к преимуществам композиционных труб по сравнению со стальными следует отнести в первую очередь высокую коррозионную стойкость. Отсутствует необходимость функционирования системы активной защиты от коррозии газопроводов (станции катодной ЭХЗ, анодные протекторы и т.п.). Также отсутствует необходимость нанесения наружного антикоррозионного покрытия на трубы в заводских и трассовых условиях. Также преимуществом служит способность композиционных труб к большим, чем для стали, значениям упругих деформаций. Но при всех достоинствах труб из ПКМ возникает новая проблема - существующая нормативная база направлена на диагностирование стальных труб и не учитывает особенности ПКМ, а приведенные в нормативно-технической документации подходы к оценке результатов контроля носят универсальный характер и не учитывают морфологию развития дефектов ПКМ.

Проведённый анализ позволяет сделать вывод о том, что существует несколько подходов к диагностированию труб ПКМ, но отсутствие нормативной базы, применительно к ЕСТ ПАО «Газпром», накладывают ограничения на требуемые диагностические работы. Соответственно, одним из важнейших шагов к обеспечению требуемой эффективности эксплуатации газопроводов из ПКМ является разработка нормативной базы их диагностического обслуживания.

Список литературы

1. Козырев, Н.Б. Об особенностях обнаружения стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов / Н.Б. Козырев // Нефть и Газ. - 2014. - №6(38). - С. 96-98.

2. Махутов, Н.А. Применение хрупких тензочувствительных покрытий для оценки прочности и выявления дефектов в сварных швах трубопроводов / Н.А. Махутов, Б.Н. Ушаков, И.Е. Васильев // Вестник машиностроения. - 2011. - №2. - С. 44-48.

К ВОПРОСУ О СУЩНОСТИ ПОНЯТИЯ «ИННОВАЦИЯ» В СОВРЕМЕННОСТИ

Сергеев А.С.,

специалист отдела информационной безопасности
ООО «Газпром добыча Уренгой»

На сегодняшний день принято считать, что принцип конкурентоспособности, преуспевания и выживания в конкурентной среде строится на инновационных открытиях и решениях. Пристальное внимание к инновациям обусловлено стремительным развитием современных технологий и общества, а сам термин «инновация» довольно прочно внедрился в лексикон современного человека. Предлагаются различные толкования этого понятия во многих зарубежных и отечественных источниках, с которыми неминуемо сталкивается всякий исследователь инновационной сферы. Поэтому у многих возникает вопрос, насколько подлинно трактуется данный термин в соответствии с нынешними реалиями? К примеру, согласно мнению К.Н. Назина и Д.И. Кокурина [1] нет необходимости неукоснительно придерживаться какой-то конкретной трактовки, правильнее рассматривать «инновацию» во всех допустимых аспектах. Для того чтобы ответить на этот вопрос, необходимо разобрать более внимательно различные подходы современных экономистов и компетентных исследователей, занимающихся данным вопросом.

При более глубоком рассмотрении вопроса, становится понятно, что термин «инновация» является довольно сложным и многогранным. Существует множество расхождений в определении, которые, прежде всего, связаны с разнообразным представлением о понятии «инновация», с позицией различных взглядов авторов монографий и научных изданий. Еще один влиятельный учёный в сфере инноваций В.И. Винокуров [2] отмечал в своих трудах недостаток определенности в дефиниции «инновация». Аналогично следует подчеркнуть, что различные учёные такие, как Б. Твисс, И. Перлаки, А. Койре, Й. Шумпетер, Б. Санто, Р. Фостер и др.,

формулируют «инновацию» по-разному в зависимости от объекта и предмета своего исследования[3]. Такие научные деятели, как В.Г.Медынский, Ф. Валента, Ф.Никсон, Л. Водачек трактуют данное понятие как катагенез, действие. Другие же (Э.А.Уткин, Ш.Гохберг) рекомендуют расценивать её как объект или научно-исследовательское достижение.

В ходе рассмотрения взглядов различных отечественных и зарубежных авторов на определение сущности понятия «инновация», можно выделить два базовых подхода, представленных в таблице 1.

Таблица 1

Теоретические подходы рассмотрения понятия «инновация»



Таким образом, слово «инновация» обозначает объект или процесс, который, по оценке научных деятелей, близок к объекту, обозначаемому термином «инновационный продукт», по теории других – к процессу, обозначаемому термином «инновационная деятельность». Представителями объектного подхода, в частности, значатся: М.И. Яндиев, Ф. Янсен, А.Н. Фоломьев, Э.А. Гейгер, С. Менделл, Д. Эннис, В. А. Рубе. [4]. А «инновация» как процесс рассматривается такими авторами, как: Л. Водачек, М.В. Волюнкина, Б. Санто, Ф. Валента, Т. Брайан и др.

Инновационный процесс и инновационная деятельность как продукт или результат этой деятельности обоснованно занимают приоритетную позицию в современной теории менеджмента. Инновационный процесс не может протекать в пределах одной отдельно взятой организации в отличие от инновации, которая может возникнуть в рамках одной компании. Компании всегда осуществляют инновационную деятельность в сложной сети отношений, объединяющих научно-исследовательские,

образовательные, нормативно правовые, производственно-коммерческие процессы, охватывающие организационные границы всех участников инновационной деятельности. Синергетический эффект является движущей силой инновационной деятельности, при котором возрастает эффективность деятельности в результате слияния различных знаний, умений и способностей.

С этой точки зрения, можно провести границу между существующим понятием «инновации» и следующими определениями, смысловая нагрузка которых определяет термин «инновация» как:

- конечный результат некоторой деятельности;
- некоторая деятельность, для достижения конкретного итогового результата.

Резюмируя вышеизложенное, авторское мнение, основанное на анализе экономической литературы в толковании термина «инновация» сводится к конечному научно-техническому достижению, воплощенному в форме доступного потребителю нового или улучшенного продукта, выведенного на рынок и способного удовлетворить общественные потребности совершенно по-новому или более существенным образом.

Также необходимо отметить, что проведенный обзор позволил выявить основные характеристики, с помощью которых термин «инновация» в полной мере будет соответствовать сформулированному автором определению (см. таблицу 2).

Таблица 2

Основные содержательные характеристики «инновации»

– уровень новизны;
– необходимость эффекта;
– прибыльность;
– необходимость в удовлетворении потребностей;
– временные рамки.

Список литературы

1. Назин, К.Н., Теоретический анализ категории «Инновация» / К.Н. Назин, Д.И. Кокурин // Сборник «Инновации в России». 2-е изд. - 2011.
2. Винокуров В.И., Основные термины определения в сфере инноваций / В.И. Винокуров // Инновации. – 2005. - №4.
3. Лихолетов, В.В. Управление инновационной деятельностью: учебное пособие / В.В. Лихолетов. - Изд-во ЮУпГУ, 2008.

4. Петров, В.В. Инновационный менеджмент. ИД «Равновесие» / В.В. Петров, 2006.

5. Аверченков, В.И. Инновационный менеджмент: учеб. пособие – 2-е изд. / В.И. Аверченков. - М.: Флинта: МПСИ, 2008. – 280с.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ КОМАНДЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ В ГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

Сигафарова Э.Ф., инженер II категории
ООО «Газпром добыча Ямбург»

О компании ООО «Газпром добыча Ямбург»

ООО «Газпром добыча Ямбург» ведет производственную деятельность в Ямало-Ненецком автономном округе с 1984 г. История предприятия началась с освоения Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (далее - ЯНГКМ). По объему разведанных начальных запасов - 6,9 трлн. куб.м газа - оно занимает пятое место в мире.

Первые кубометры газа Ямбурга были поданы в магистральный газопровод 22 сентября 1986 года. На месторождении работают 9 установок комплексной подготовки газа, 5 установок предварительной подготовки газа.

Проектная деятельность

К внедрению проектных методов руководство компании ООО «Газпром добыча Ямбург» приступило в 2005 году. Поводом создания полноценной корпоративной системы управления проектами стало присвоение статуса проекта для мероприятий по внедрению информационно-управляющей системы на базе SAP R/3.

Основу методологии составили следующие элементы проектной деятельности:

- кадровый потенциал;
- инфраструктура управления проектами;
- следующим этапом становления и формирования грамотного подхода управления проектами (далее - УП) стало опора на документацию, регламентирующую проектную деятельность и определяющую уровни компетенции внутри проектов - разработка комплекса стандартов. Стандартизация определяет следующие аспекты корпоративной системы управления проектами (далее – КСУП): цель; применение; документация; глоссарий;

ответственность сотрудников; область управления проектами; виды проектов и принципы их классификации; участники; функции проектного управления проектами; общие правила оформления; согласование и утверждение документов; описание жизненного цикла проекта; группы процессов управления проектами.

Стандарты обновляются и проходят согласование внутри всех подразделений общества, последние изменения были внесены в сентябре 2015 года.

Информационная Автоматизированная система управления проектами, на базе платформы Microsoft EPM (EnterpriseProject Management). Настройка и внедрение сетевой версии системы заняла около года, реализовывалась в рамках отдельного проекта.

Кадровый потенциал

«Кадры решают все, а в проектной деятельности это верно более чем на 200 процентов». Поэтому, первым шагом внедрения КСУП стала организация учебных курсов. Это позволило в итоге создать «критическую массу» сотрудников предприятия – более 300 человек, говорящих на «одном языке», осознающих важность системного подхода к реализации проектов.

Основные цели обучения – это формирование лояльности в УП; развитие управленческих компетенций; получение практических навыков; подготовка проектов к реализации.

Силами сотрудников Проектного офиса было проведено выездное обучение по работе в КСУП для сотрудников, работающих вахтовым методом. Оказывается ежедневная консультационная поддержка для сотрудников Общества. Некоторые отделы адаптировали проектное управление внутри своих отделов, руководители ведут контроль выполненных работ среди сотрудников.

Получили степень магистра бизнес - администрирования в г. Санкт-Петербург на текущий момент около 100 руководителей Общества.

Для работников Общества, работающих на Ямбургском и Заполярном нефтегазоконденсатных месторождениях вахтовым методом были проведены курсы на месте, с выездом специалистов уже прошедших обучение и получивших соответствующие удостоверения.

Состав проектной команды

Как формируется состав проектной команды?

Состав и конкретные функции участников команды проекта зависят от масштабов, сложности и некоторых специфических

характеристик. При осуществлении проектной деятельности каждый сотрудник компании может выступать в любой роли, если он обладает достаточными знаниями и квалификацией.

Инициатором проекта может быть любой работник Общества в должности не ниже ведущего специалиста и/или внешняя организация. В случае возникновения идеи проекта у работника Общества в должности, ниже ведущего специалиста для начала работ по инициированию проекта он должен получить одобрение и согласование идеи у своего непосредственного руководителя.

Заказчиком проекта могут выступать: в случае внутренних проектов - генеральный директор Общества, его заместители, руководители подразделений Общества, в случае внешних проектов - внешние организации.

Рабочая группа проекта включает группу работников Общества, на которую возложено выполнение конкретных задач и обязанностей в рамках проекта с полным или частичным отрывом от основной деятельности, обладающая необходимой компетенцией и привлеченная к работе на весь срок проекта или его большую часть. Включает в состав руководителя проекта, его заместителей, администратора, руководителей и членов рабочих групп, представителей подрядчика.

Построение команды управления проектами

Для эффективной реализации проектов ООО «Газпром добыча Ямбург» был предусмотрен организационный порядок формирования проектной команды и управления конкретным проектом в неотрывной связи со всей производственной программой предприятия.

Проектный комитет осуществляет свою деятельность в соответствии со стандартом, который утверждает генеральный директор.

К задачам проектного комитета относятся: стратегическое управление проектной деятельностью, развитие системы управления проектами и обеспечение взаимодействия между подразделениями и филиалами при реализации проектов.

В состав Проектного комитета входят все топ-менеджеры компании, возглавляет комитет генеральный директор. Комитет осуществляет стратегическое управление проектной деятельностью и обеспечивает контроль верхнего уровня за реализацией проектов.

Основные принципы и организационные аспекты формирования эффективной команды

Суть команды – в осознании значимости цели, общей для всех ее членов, которой проникаются все члены команды, верят в ее достижимость. Для команды проекта необходимо наличие у ее членов комбинации взаимодополняющих навыков (компетенций), составляющих три категории:

- технические и/или функциональные, т.е. профессиональные навыки, несомненно, руководителям необходимо иметь базовое образование достаточно близкой к теме проекта сфере, т.к. основная масса проектов направлена на сферу ИТ, опыт показал, что успешно управлять данными проектами, могут люди специальности, которых относится к области информационных технологий;

- навыки межличностного общения (принятие риска, полезная критика, активное слушание и т.д.);

- вовлеченность руководства, не является секретом, что значительная поддержка высшего руководства является залогом успеха ведения любого проекта.

- вовлеченность персонала, путем проведения «круглых столов», тренингов и демонстрации плюсов от результатов внедрения проекта;

- перспективы профессионального роста, организация курсов обучения, взаимодействие с другими предприятиями для обмена опытом;

- признание достигнутых результатов, премирование наиболее ответственных сотрудников.

Карта компетенции. Лаборатории сопровождения проектов

Что выполняется на данный момент сотрудниками Лаборатории сопровождения проектов (далее - ЛСП):

- методологическое сопровождение участников проектной деятельности;

- организация и проведение проектных комитетов, с периодичностью 1 раз в квартал;

- администрирование и программное сопровождение информационной системы управления проектами, в данный момент осуществляется миграция на новое программное обеспечение;

- контроль исполнения поручений в проектах, подведение итогов к заседаниям проектного комитета;

- налаживание коммуникаций внутри проекта, документационная поддержка по открытию, закрытию проектов, созданию рабочих групп;

- внесение изменений, подготовка запросов на изменение в проектах;

- организация совещаний рабочих групп;

- автоматизация документооборота внутри проекта.

Организационная структура отдельных проектов формируется из сотрудников линейных подразделений и утверждается в Уставе проекта.

Корпоративная система управления проектами

Последний из перечисленных компонентов КСУП информационная система управления проектами. КСУП представляет собой организационно-технологический комплекс методических, технических, программных и информационных средств, направленный на поддержку и повышение эффективности процессов планирования и управления проектами, в основе которого лежит комплекс специализированного программного обеспечения. Следует заметить, что КСУП является не более чем прикладным инструментом, который должен опираться на мощнейший организационно-методологический базис.

На сегодняшний день в КСУП зарегистрированы 13 подразделений, около 200 пользователей используют КСУП в ежедневной работе. В этом году планируется завершение работ по интеграции на новейшую версию программного обеспечения. Запланированы курсы обучения для сотрудников проектного офиса - ЛСП в НОУ ИМИСП в городе Санкт-Петербург.

Выводы

На данном этапе в уже сложившейся многолетней системе управления проектами в Обществе необходимо сделать упор на методологическую подготовку высококвалифицированных специалистов, в связи с этим можно признать актуальной задачу систематизации знаний и повышения их доступности управления проектами, т.е. задачу методологического обеспечения УП в интересах улучшения системы подготовки специалистов.

Признано, что если на предприятии заботятся о накоплении знаний, обмене ими, развитии банка знаний, если сформирована система внутреннего обучения, то повышается уровень управления ресурсами и организацией в целом, снижается зависимость от ключевых экспертов при передаче знаний и навыков новым сотрудникам, расширению бизнеса и тиражировании собственных решений компании.

Список литературы

1. ProjectManagementInstitute. Руководство к Своду знаний поуправлению проектами (ProjectManagementBodyofKnowledge) – РМВОК. 5-е изд. – М., 2013.
2. Управление проектами. Серия: Теория и практика менеджмента / под ред. Пинто Дж.К.; пер. с англ. под ред. В.Н. Фунтова.– СПб.: Питер, 2004.
3. Фунтов, В.Н. . Основы управления проектами в компании.– СПб.: Питер, 2011.
4. Дитхелм, Г. Управление проектами / Г Дитхелм. – СПб.: Бизнес пресса, Корпорация Двадцатый Трест, 2003.
5. Грей, К.Ф. Управление проектами. Практическое руководство / К.Ф. Грей, Э.У. Ларсон. – М.: Дело и Сервис, 2003.
6. Мазур, И.И. Управление проектами: учеб. пособие для вузов / И.И. Мазур, В.Д. Шапиро, Н.Г. Ольдерогге. – М.:Омега-Л, 2007.

РАЗРАБОТКА РЕГЛАМЕНТА «ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЕКАТЕРИНБУРГ» ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, РАЗРАБОТАННОЙ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ ОБЩЕСТВА

Скороспешкина Е.А.,
инженер 2 категории

отдела проектных работ и экспертизы проектов Управления
организации ремонта, реконструкции и строительства основных
фондов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Цели доклада:

Установление порядка, последовательности действий и сроков проведения экспертизы проектно-сметной документации, поступающей в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Задачи доклада:

1. Разработать организационно-технологическую блок-схему процесса проведения экспертиз по объектам Плана капитальных вложений по договору на реализацию инвестиционных проектов ПАО «Газпром».

2. Разработать организационно-технологическую блок-схему процесса проведения экспертиз по объектам, входящим в План

капитальных вложений за счет собственных источников финансирования ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

3. Разработать организационно-технологическую блок-схему процесса проведения экспертиз по объектам Плана капитального ремонта. Введение

На сегодняшний день в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» отсутствуют документы, описывающие проведение внутренней экспертизы проектно-сметной документации, поступающей в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Проектно-сметная документация (ПСД) - нормативно установленный перечень документов, обосновывающих целесообразность и реализуемость проекта, раскрывающих его сущность, позволяющих осуществить проект.

Проектная документация представляет собой документацию, содержащую материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющую архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта. (Градостроительный кодекс ст.48 п.2)

Проектно-сметная документация является одним из основных документов, с которым приходится работать УОРРиСОФ на всех стадиях жизненного цикла проекта. Любое строительство, реконструкция и капитальный ремонт начинается с разработки, согласования и экспертизы (ПСД).

Объект капитального строительства - здание, строение, сооружение, объекты, строительство которых не завершено (далее - объекты незавершенного строительства), за исключением временных построек, киосков, навесов и других подобных построек (Градостроительный кодекс).

Линейные объекты (сооружения) - к линейным объектам, за исключением объектов капитального строительства обустройства месторождений полезных ископаемых, относятся следующие виды объектов капитального строительства: железнодорожные линии; автомобильные дороги; искусственно созданные внутренние водные пути; трамвайные линии; линии электропередачи; трубопроводы; линии связи (в том числе линейно-кабельные сооружения); теплопроводы; коллекторы; газопроводы; водоводы; иные виды подобных объектов капитального строительства.

Строительство - создание зданий, строений, сооружений (в том числе на месте сносимых объектов капитального строительства).

Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) - изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.

Реконструкция линейных объектов - изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Капитальный ремонт объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) - замена и (или) восстановление строительных конструкций объектов капитального строительства или элементов таких конструкций, за исключением несущих строительных конструкций, замена и (или) восстановление систем инженерно-технического обеспечения и сетей инженерно-технического обеспечения объектов капитального строительства или их элементов, а также замена отдельных элементов несущих строительных конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановление указанных элементов.

Капитальный ремонт линейных объектов - изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое не влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов и при котором не требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Проектно-сметная документация разрабатывается в соответствии с условиями исходно-разрешительной документации, заданием на проектирование, техническими требованиями, актуальными правилами и нормами СНиП.

Требования к составу и содержанию разделов проектной документации при производстве работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту объектов капитального строительства определены законодательно. Основным документом, регламентирующим это, является Градостроительный кодекс:

«Состав и требования к содержанию разделов проектной документации применительно к различным видам объектов капитального строительства, в том числе к линейным объектам, состав и требования к содержанию разделов проектной документации применительно к отдельным этапам строительства, реконструкции объектов капитального строительства, состав и требования к содержанию разделов проектной документации при проведении капитального ремонта объектов капитального строительства, а также состав и требования к содержанию разделов проектной документации, представляемой на государственную экспертизу проектной документации и в органы государственного строительного надзора, устанавливаются Правительством Российской Федерации» (Градостроительный кодекс ст.48 п.13).

Состав проектной документации на указанные виды деятельности определен в «Положении о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (Постановление правительства РФ от 16 февраля 2008 г. N 87 (далее - Положение), а также в Градостроительном кодексе (ст.48 п. 12).

Данное положение применяется при подготовке проектной документации:

- на различные виды объектов капитального строительства;
- в отношении отдельных этапов строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов капитального строительства.

Областью распространения данного положения являются:

- объекты производственного назначения (здания, строения),
- сооружения производственного назначения, в том числе объекты
обороны и безопасности), за исключением линейных объектов;
- объекты непромышленного назначения (здания, строения, сооружения жилищного фонда, социально-культурного и коммунально-бытового назначения, а также иные объекты капитального строительства непромышленного назначения);
- линейные объекты (трубопроводы, автомобильные и железные дороги, линии электропередачи и др.)

Состав проектной документации на проведение капитального ремонта объектов определяется на основании задания застройщика или технического заказчика в зависимости от содержания выполняемых работ, (см. Градостроительный кодекс ст.48 п. 12.1).

В случае необходимости по инициативе заказчика проектная документация разрабатывается применительно к отдельным этапам строительства, реконструкции объектов, (см. Градостроительный кодекс ст.48 п. 12.2). Это указывается в задании на проектирование.

Проектная документация на отдельные этапы строительства разрабатывается в объемах, необходимых для осуществления каждого этапа строительства. Она должна отвечать требованиям к составу и содержанию разделов проектной документации, установленным Положением для объектов капитального строительства.

Для определения сметной стоимости строительства или ремонта составляется сметная документация, состоящая из локальных смет, объектных смет, сметных расчётов.

Сметная документация составляется в установленном порядке независимо от метода осуществления строительства - подрядным или хозяйственным способом. 2.

Экспертиза проектно-сметной документации

Управление организации ремонта, реконструкции и строительства основных фондов филиал ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» обеспечивает эффективную реализацию инвестиционных программ и проектов по капитальному строительству, реконструкции, расширению, техническому перевооружению объектов газотранспортной системы за счет инвестиционных средств ОАО «Газпром», собственных средств. Также в задачи филиала входит построение системы диагностического обследования и капитального ремонта объектов, с целью обеспечения надежной, безаварийной и эффективной работы основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений объектов транспортировки газа для повешения их надежности.

Важно отметить, что одной из задач филиала является сокращение продолжительности инвестиционного цикла. Период времени между началом осуществления проекта и его ликвидацией принято называть инвестиционным циклом.

Инвестиционный цикл принято делать на фазы, каждая из которых имеет свои цели и задачи. Инвестиционная фаза, которая я считаю самой важной, так как позволяет воплотить проект, включает

в себя проектирование и строительство объекта и заключается в принятии стратегических плановых решений, которые должны позволить Инвестору и Заказчику определить объемы и сроки инвестирования.

В связи с тем, что экспертиза проектно-сметной документации является неотъемлемой частью инвестиционной фазы, рассмотрим этот блок более подробно.

Экспертиза проектно-сметной документации осуществляется экспертами на соответствие принятых в технической документации решений: утвержденным ЗП и ТТ, разработанным ранее и согласованным ОТР, техническим условиям на подключения объекта к инженерным сетям и коммуникациям, техническим условиям на пересечения и переходы, производит проверку проектных решений, влияющих на безопасную эксплуатацию объекта строительства (реконструкции и др.), снижение производственных рисков.

В целях усовершенствования процесса проведения экспертизы проектно-сметной документации в Обществе и сокращения продолжительности экспертизы, как часть инвестиционной фазы, было принято решение разработать регламент организации экспертизы проектно-сметной документации для выполнения строительства, реконструкции и ремонта объектов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Регламент устанавливает порядок, последовательность действий и сроки проведения экспертиз проектно-сметной документации, поступающей в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», как организацию являющуюся Заказчиком или эксплуатирующую организацию, выдавшую технические требования для разработки проектно-сметной документации.

Регламент предназначен для использования при планировании и проведении экспертиз проектно-сметной документации, служит руководством для специалистов, задействованных в процессе проведения экспертиз проектно-сметной документации капитального строительства и капитального ремонта, и обязателен для всех структурных подразделений Общества, участвующих в процессе.

Основные направления регламента

Регламент разделен на два направления, которым занимается УОРРиСОФ и включает в себя основные блоки содержания и проведения экспертизы (см. таблицу 1). К каждому блоку для удобства чтения регламента я разработала блок-схему, в котором

описывается сам процесс, обозначены ответственные исполнители и указаны сроки.

Таблица 1

Основные блоки содержания и проведения экспертизы

Капитальное строительство	Капитальный ремонт
Порядок проведения экспертизы основных технических решений (ОТР) объектов Плана капитальных вложений	Порядок проведения экспертиз основных технических решений (ОТР) по объектам капитального ремонта, проектировщиком по которым выступает Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»
Порядок проведения экспертизы разработанной Документации о конкурентной закупке по выбору поставщиков МТР в ходе проектно-изыскательских работ.	Порядок проведения экспертиз проектно-сметной документации (ПСД) по объектам Плана капитального ремонта, проектировщиком по которым выступает Инженерно-технический центр филиал ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»
Процесс проведения экспертиз по объектам, входящим в План капитальных вложений за счет собственных источников финансирования ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	Порядок проведения экспертиз основных технических решений (ОТР) по объектам Плана капитального ремонта, проектировщиком по которым выступает сторонняя проектная организация.
Порядок проведения экспертиз по объектам Плана капитальных вложений по договору на реализацию инвестиционных проектов ПАО «Газпром»	Порядок проведения экспертиз проектно-сметной документации (ПСД) по объектам Плана капитального ремонта, проектировщиком по которым выступает сторонняя проектная организация

Регламентация - основное средство организации управленческих процессов, с помощью которого предприятие функционирует как система, ориентированная на определенные результаты. Принцип регламентации означает установление, и строгое соблюдение определенных правил, положений, указаний, инструкций, нормативов, в соответствии с которыми осуществляется деятельность.

Экспертиза проектно-сметной документации является процессом в нашем Обществе, для которого тоже необходима

регламентация для четкой и понятной организации процесса, а также для эффективной работы УОРРиСОФ.

Иногда высказываются возражения против регламентации процессов управления на том основании, что она будет порождать формализм в работе аппарата управления и сковывать инициативу работников. Между тем регламентация предполагает изучение и анализ существующей практики, и разработку наиболее рациональных способов выполнения процессов управления.

Один из известных американских специалистов в области управления Гаррингтон Эмерсон справедливо считал, что предприятие, лишенное стандартных написанных инструкций, неспособно к неуклонному движению вперед. Очень надеюсь, что данный регламент поможет эффективной работе нашего Общества в области экспертиз ПСД и станет еще одной ступенькой развития в инвестиционном цикле.

КОМПОЗИТЫ НА ОСНОВЕ СЕРЫ И ОРГАНИЧЕСКИХ ПОЛИСУЛЬФИДОВ ДЛЯ ДОРОЖНЫХ И СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Скрипунов Д.А., научный сотрудник

Мотин Н.В., к.т.н. ООО «ГазпромВНИИГАЗ»

Неделькин В.И., д.х.н., профессор МГУТУ им. К.Г. Разумовского

Основой мирового производства серы является переработка природного углеводородного сырья – нефти и газа. В последнее десятилетие мировое производство и потребление серы практически сбалансированы (см. рис. 1). Россия и страны СНГ входят в тройку крупнейших мировых производителей серы наряду со странами Северной Америки и Ближнего Востока (см. рис. 1). В России наблюдается превышение производства над потреблением восстановленной из нефти и природного газа серы, избыток производства (около 3,5 млн тонн/год) реализуется на экспорт. Однако рост конкуренции и неблагоприятная конъюнктура рынка могут привести к накоплению нереализованной избыточной серы на складах, что нежелательно в связи с рядом технических проблем и экологических ограничений. В таких условиях актуальной задачей является поиск дополнительных направлений использования серы с целью диверсификации поставок.



а) Баланс производства и потребления, млн тонн



б) Доля регионов в общем производстве

Рис. 1. Мировой рынок серы

Серa в модифицированном виде может быть использована в качестве связующего в производстве дорожных и строительных материалов – емкой и интенсивно развивающейся отрасли. Модифицированную серу получают, преимущественно проводя реакцию элементной серы в расплаве с различными модификаторами. Наиболее используемыми являются циклические диеновые углеводороды. Предположительно реакция протекает по радикальному механизму.

Модифицированная сера представляет собой твердое, прочное вещество, имеющее однородную структуру. Предполагается, что модифицированная сера состоит из элементной серы, преимущественно в β -форме и полимерных соединений серы с органическим модификатором. По своим характеристикам модифицированная сера существенно отличается от свойств исходных компонентов, обладая повышенными механическими характеристиками (см. рис. 2). Таким образом, согласно [1] модифицированную серу можно отнести к полимерно-композитным материалам. Важной характеристикой модифицированной серы как полимерно-композитного материала является стабильность свойств во времени, которая зависит от содержания сероорганических полимерных структур.

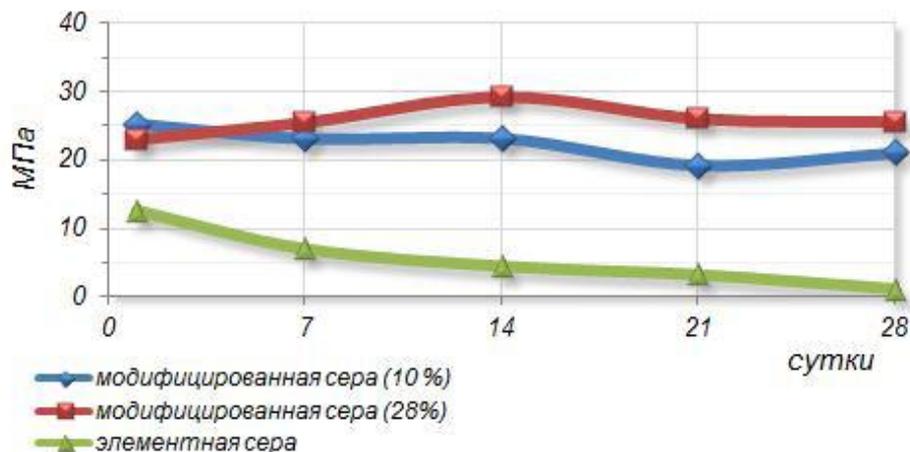


Рис. 2. Предел прочности на сжатие модифицированной серы в сравнении с элементной серой

Известно [2-5], что полимерная форма серы нерастворима в органических растворителях. Содержание нерастворимой части характеризует полноту реакции образования полимерных соединений в сере. Поэтому содержание высокомолекулярных соединений (органических полисульфидов) можно оценить по массовой доле нерастворимой части после экстракции толуолом непрореагировавшей элементной серы из образцов.

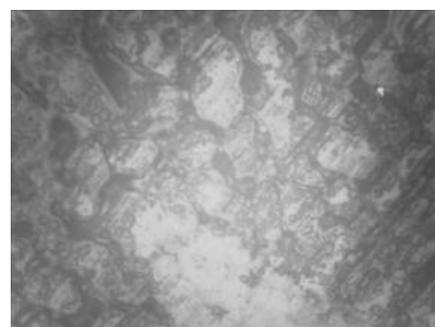
Органические полисульфиды равномерно распределены в объеме материала, образуя полимерную матрицу, которая выступает в качестве каркаса и обеспечивает положительные свойства композитного материала. Данное предположение экспериментально подтверждается результатами экстракции свободной элементной серы из образца толуолом в аппарате Сокслета (см. рис. 3). Также наличие распределенной сетки можно наблюдать на микрофотографиях поверхности скола образца (см. рис. 3).



а) Исходный образец



б) Остаток после экстракции



в) Микрофотография структуры(80X)

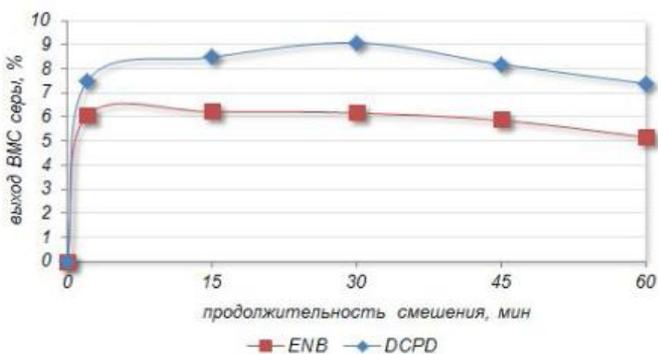
Рис. 3. Структура модифицированной серы

Проведено исследование влияния условий и модификаторов в малых концентрациях (до 5% масс.) на образование органических полисульфидов в процессе получения модифицированной серы. Для проведения модельных исследований закономерностей процесса в качестве модификаторов были выбраны реакционноспособные циклические диеновые углеводороды дициклопентадиен (далее DCPD) и 5-этилиден-2-норборнен (далее ENB).

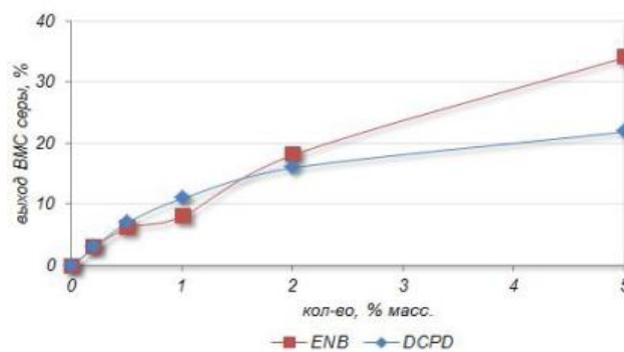
Полученные зависимости представлены на рисунке 4.

В результате проведенных исследований определено, что максимальный выход органических полисульфидов достигается на начальных стадиях процесса в течение 15-30 минут (см рис. 4).

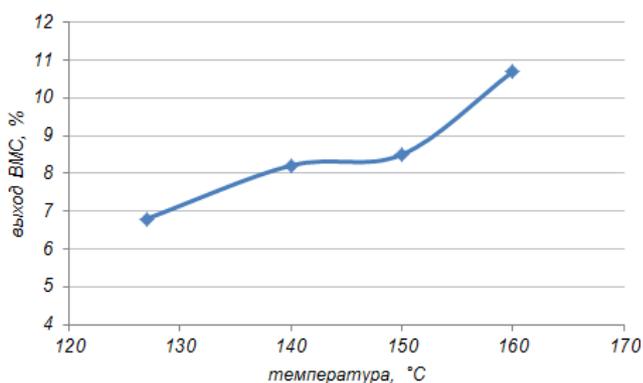
Установлено, что использование модификаторов в количестве 2-3% масс позволяет получить композит с содержанием органических полисульфидов 15-25 % масс. (см. рис. 4).



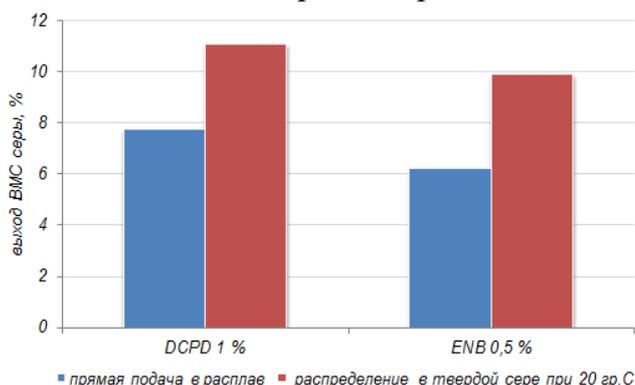
а) Влияние продолжительности смешения



б) Влияние количества модификатора



в) Влияние температуры



г) Влияние способа подачи модификатора

Рис. 4. Влияние условий процесса на образование органических полисульфидов

Показано, что с ростом температуры увеличивается содержание органических полисульфидов в реакционной массе, что подтверждает предположение о радикальном характере процесса (см. рис. 4).

Выявлено, что предварительное смешение твердой серы и модификатора позволяет увеличить выход органических полисульфидов на 30-40% (см. рис. 4).

Список литературы

1. Справочник по композиционным материалам: в 2-х кн. Кн. 1/ под ред. Дж. Любина, пер. с англ. – М.: Машиностроение, 1988. – 448 с.

2. Воронков, М.Г. Реакции серы с органическими соединениями / М.Г. Воронков. – Н.: Наука, 1979 – 368 с.

3. Meyer B. Elemental sulfur// Chemical Reviews, 1976. – vol. 76 – № 3 – pp. 367-388

4. Tobolsky A.V. Polymersulfurandrelatedpolymers // Journal of polymer science: part C.–1966–№12 – pp. 71-78

5. Грунвальд, В.Р. Технология газовой серы / В.Р. Грунвальд. – М.: Химия, 1992. – 272 с.

МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОЦЕНКА ИХ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ

Тагиров М.Б., инженер

Аскарров Р.М., д.т.н., ведущий инженер

ООО «Газпром трансгаз Уфа»

На сегодняшний день, срок эксплуатации большинства магистральных газопроводов (МГ) ООО «Газпром трансгаз Уфа» составляет более 33 лет. Известно, что в процессе эксплуатации трубопроводов, в результате воздействия окружающей среды и приложенных нагрузок, могут происходить отклонения от проектного положения оси трубопровода. В результате чего, действующие фактические нагрузки, могут значительно превысить нагрузки, которые учитываются при проектировании, а это может привести к возникновению и развитию высоких ненормативных напряжений. Как итог – разрушение трубопровода.

Как показывает практика, отказам и авариям трубопроводов, наряду с другими факторами, способствует их чрезмерный изгиб [1]. Для предотвращения аварий, необходимо находить и выявлять потенциально опасные участки (ПОУ), устанавливать влияние изменения условий и параметров эксплуатации на их прочность. Суть разработанной методики заключается в выявлении ПОУ, по данным внутритрубной диагностики (ВТД), с последующей оценкой их напряженно-деформированного состояния (НДС).

Известно, что магистральные трубопроводы имеют криволинейные участки в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Это вызвано необходимостью обхода различных препятствий, рельефом местности и наличием различных переходов через естественные и искусственные препятствия. Повороты могут быть выполнены при помощи упругого (свободного) изгиба, горячекатаных отводов, а также при помощи сварки кривых труб холодного гнутья.

Выявление ПОУ основывается на поиске участков с отклонением радиусов упругого изгиба трубопровода от нормативного значения. В соответствии с [2] минимально допустимый радиус упругого изгиба составляет $1000 \cdot D$ м.

Согласно [3], максимальные суммарные продольные напряжения, возникающие в прямолинейном или упруго-изогнутом трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha E \Delta T \pm \sigma_{\text{и}}, \quad (1)$$

где μ – коэффициент Пуассона; α – коэффициент линейного расширения; ΔT – температурный перепад, °C; E – модуль Юнга, МПа; $\sigma_{\text{и}}$ – изгибные напряжения, МПа $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ – кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления.

Анализ формулы (1) показывает, что первые две ее составляющие (зависящие от рабочего давление p и температурного перепада ΔT) относятся к параметрам эксплуатации т.е. проектным значениям. В этом случае, фактором, способным на конкретном участке вызвать напряжения выше допустимых, является высокий уровень изгибных напряжений (третья составляющая уравнения (1)).

Первичная оценка НДС проводится по формуле

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{E D_{\text{н}}}{2 \rho}, \quad (2)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м; ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м;

Таким образом получается, что чем меньше радиус упругого изгиба, тем выше изгибные напряжения.

В процессе работы было установлено, что критерий $1000 \cdot D$ задается с большим запасом прочности. В нашем Обществе эксплуатируемых участков с радиусом изгиба менее $1000 \cdot D$ очень много, и относить их к ПОУ только по этому признаку нерационально. Руководствуясь научно-технической литературой, критерием отнесения к ПОУ принято значение радиуса менее $500 \cdot D$, что соответствует упругопластической работе металла трубы.

Поиск ПОУ осуществляется при плановом проведении ВТД. Этими работами на объектах нашего Общества занимается компания ЗАО «НПО «Спецнефтегаз». Внутритрубный снаряд оснащен современным гироскопическим оборудованием, позволяющим с высокой точностью определять радиуса кривизны трубопровода.

В качестве примера ПОУ рассмотрим надземный переход МГ через овраг. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» предоставила график радиусов кривизны на этот участок (см. рис. 1). Из графика видно, что в данном случае, кривая радиусов на участке надземного перехода колеблется в пределах от 200 до 400 м. Данные колебания обусловлены погрешностью измерения оборудования. Хорошо заметен отвод холодного гнутья (ОХГ) с радиусом изгиба менее 100 м.

Для первичной оценки НДС на данном участке примем значения радиусов упругого изгиба 300 м. Изгибные напряжения находятся по формуле (2)

$$\sigma_{и} = \frac{E D_{и}}{2 \rho} = \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 300} = 487,5 \text{ МПа,}$$

На данном участке расчетные изгибные напряжения превышают предел текучести трубной стали $487,5 \text{ МПа} > 483 \text{ МПа}$, что согласно [3] недопустимо.

Для снятия недопустимых изгибных напряжений было принято решение вырезать «катушку» и вставить ОХГ с углом 6°.

Данная работа дала возможность разработать СТО Газпром трансгаз Уфа 3.3-1-0880-2014 «Методика выявления потенциально опасных участков магистральных газопроводов и оценка их фактического напряженно-деформированного состояния», что в будущем позволит контролировать уровень НДС ПОУ.

В настоящее время Методика апробирована на объектах ООО «Газпром трансгаз Уфа» и позволила получить положительные результаты по выявлению высоких изгибных напряжений на ПОУ, в

результате чего имеется возможность для практического применения данной Методики на МГ.



Рис. 1. Радиус кривизны надземного перехода МГ «Челябинск-Петровск», 342 км, по данным ВТД

Данная Методика соответствует требованиям нормативных документов ОАО «Газпром» и позволяет проводить оценку НДС на ПОУ газопроводов с отклонениями радиусов упругого изгиба от нормативного значения. Ранее в ОАО «Газпром» и вообще в мире не применялись подобные методики.

Список литературы

1. Усманов, Р.Р. Концепция безаварийной эксплуатации и капитального ремонта магистральных газопроводов ОАО «Газпром» / Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Р.М. Аскараров // Газовая промышленность. – 2015. – №1. – с. 28-21.
2. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80* [Текст]. – Введ. 2013-07-01. – М.: Госстрой, Минрегион России, 2012. – III, 48 с.
3. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Текст]. – Введ. 2013-07-01. – М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – IV, 93 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ОБЪЕКТАМ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ПАО «ГАЗПРОМ»

Татаринцев А.В., ведущий инженер службы
проектно-конструкторских работ
«Инженерно-технический центр»,
филиал ООО «Газпром трансгаз Москва»

По результатам проведенного анализа организации проектных и предпроектных работ, выполняемых по объектам инвестиционного строительства и капитального ремонта в интересах ПАО «Газпром» (далее Общество), выявлен ряд проблем, влияющих на сроки разработки документации и ее качество. Эти проблемы требуют решения в рамках обновления подходов к проектированию и актуализации существующих внутренних нормативных документов. Для решения поставленных задач были разработаны, а позднее расширены и модифицированы бизнес-процессы и их модели для каждого варианта организации проектных работ:

- взаимодействие подразделений по реализации проектов по объектам Инвестиционной программы ПАО «Газпром» (заказчик - Общество);
- взаимодействие подразделений по реализации проектов по объектам Инвестиционной программы ПАО «Газпром» (централизованные заказчики);
- взаимодействие подразделений по реализации проектов по объектам Инвестиционной программы ООО «Газпром трансгаз Москва» (собственное строительство);
- взаимодействие подразделений по реализации проектов по объектам капитального ремонта.

Бизнес-процесс - это логичный, последовательный и взаимосвязанный набор мероприятий, который потребляет ресурсы, создаёт ценность и выдаёт результат. В международном стандарте ISO 9000:2015 принят термин «процесс», в настоящее время эти термины можно считать синонимами.

Моделью бизнес-процесса называется его формализованное (графическое, табличное, текстовое, символьное) описание,

отражающее реально существующую или предполагаемую деятельность предприятия.

Разработка каждого бизнес-процесса проходила в несколько этапов:

1. Описание существующего бизнес-процесса всеми участниками.
2. Разработка модели.
3. Декомпозиция и оптимизация бизнес-процесса.
4. Согласование оптимизированного бизнес-процесса с владельцами процессов.
5. Разработка регламента.

Каждый бизнес-процесс состоит более чем из десяти этапов и ста подпроцессов.

Этапы бизнес-процесса взаимодействия подразделений по реализации проектов по объектам Инвестиционной программы ПАО «Газпром» (заказчик - Общество):

1. Включение в программу инвестиционного строительства ПАО «Газпром».
2. Подготовка проекта ТЗ и ТТ (техническое задание и технические требования). Разработка СИД-1 (сбор исходных данных).
3. Утверждение ТЗ и ТТ.
4. Заключение договора ПИР (проектно-изыскательские работы).
5. Разработка ОТР (основные технические решения).
6. Согласование ОТР с ПАО «Газпром».
7. Разработка и согласование ТЧЗД (техническая часть закупочной документации).
8. Согласование цены и выбора поставщика.
9. Разработка проекта.
10. Проведение ведомственной экспертизы.
11. Проведение экологической экспертизы.
12. Проведение государственной экспертизы.
13. Утверждение проекта инвестором.

Схема бизнес-процесса взаимодействия подразделений по реализации проектов по объектам Инвестиционной программы ОАО «Газпром» (заказчик - Общество)

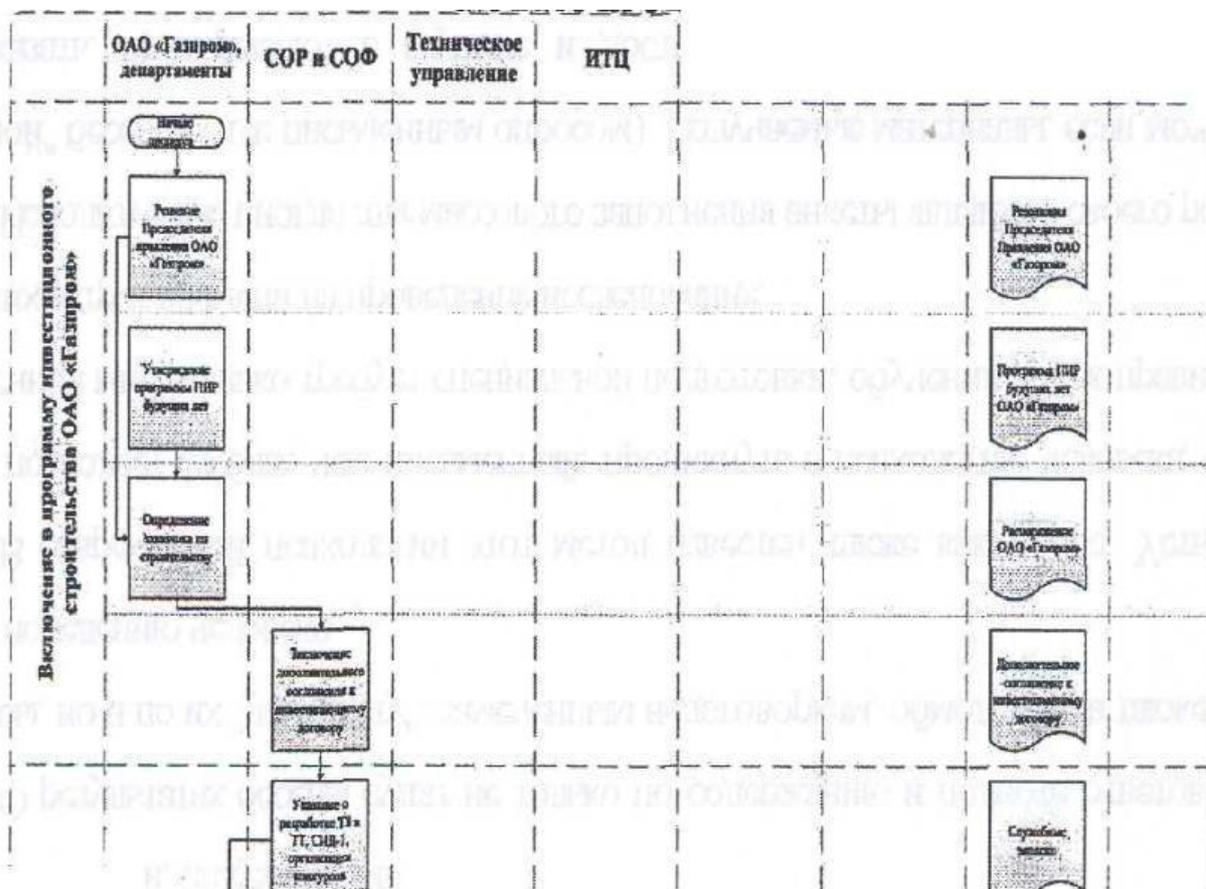


Рис. 1. Начало бизнес-процесса

На рисунке 1 показано начало модели бизнес-процесса, основные его элементы и их взаимодействие. Всего имеется девять столбцов: первый столбец показывает этапы бизнес-процесса, следующие шесть - содержат названия подразделений, ответственных за каждый подпроцесс, последние два столбца отведены для документов и сроков выполнений каждого подпроцесса.

На рисунке 2 представлен фрагмент бизнес-процесса. Наличие замечаний ведет к необходимости их устранения и доработки документации, в то время как их отсутствие позволяет продолжить разработку и согласование.

«Интеллектуальная собственность. Рационализаторская деятельность», 2013.

4. Порядок разработки и экспертизы проектной документации для капитального ремонта собственных и арендованных основных фондов ООО «Газпром трансгаз Москва», 2014.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ДЕТАНДЕР - ГЕНЕРАТОРНОГО АГРЕГАТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В КАЧЕСТВЕ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА ГАЗА ТЕПЛОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА ПРИМЕРЕ ГРС-3 Г. МАГНИТОГОРСКА

Урванов С.В., техник 1 категории аппарата при руководстве
Магнитогорского ЛПУМГ
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Актуальностью создания данного доклада является ситуация, складывающаяся на рынке электроснабжения страны. С 2008 года цены на электроэнергию в России для промышленных предприятий в среднем выросли на 70%. На основании данных, приведенных в [1] по итогам 2012 года цена на электроэнергию для промышленных предприятий в России составила в среднем 3 руб./кВтч., при этом уровень качества электроснабжения с каждым годом ухудшается. Высокая степень изношенности оборудования электростанций приводит к снижению надежности и эффективности его работы. Одним из необходимых условий обеспечения требуемого уровня промышленной безопасности газотранспортных предприятий является надежность электроснабжения объектов.

Кроме этого, по данным [8] по состоянию на 2012 год Россия занимает первое место в мире по объему запасов природного газа, но лишь семьдесят восьмое (78) место по их достаточности при текущем объеме добычи в 655,067 млрд.м³ / год. Как видно из представленного ниже рисунка 1 в России запасов природного газа при прочих равных условиях добычи хватит почти на 80 лет. В связи с этим существуют следующие пути рационального использования природных энергетических ресурсов:

- поиск и разработка новых источников энергии;
- поиск и разработка технологий ресурсосбережения существующих источников энергии.

Поиск и разработка технологий ресурсосбережения существующих источников энергии является одной из приоритетных задач Энергетической стратегии России на период до 2020 года, которая предусматривает сокращение потерь и снижение затрат на всех стадиях технологического процесса при добыче, подготовке и транспорте природного газа.

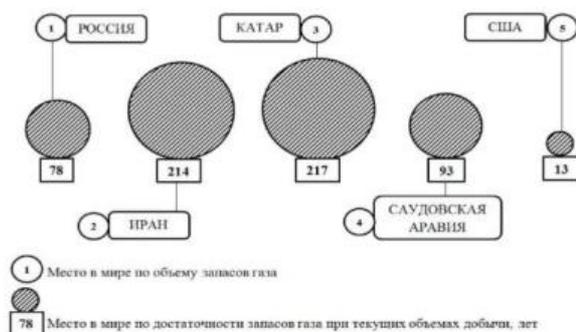


Рис. 1. Достаточность запасов природного газа в странах при текущих объемах добычи

С точки зрения применения альтернативных источников электроснабжения и энергосбережения в газотранспортной системе на сегодняшний день весьма перспективной является утилизация энергии избыточного давления природного газа на газораспределительных станциях (ГРС) с помощью детандерных установок. Мировой опыт эксплуатации данных установок показывает надежность и эффективность их применения на ГРС промышленных предприятий, однако, в нашей стране применение детандерных агрегатов еще не получило широкого распространения.

Задача утилизации энергии избыточного давления природного газа технически реализуется в турбодетандерных агрегатах. Детандер - генераторный агрегат (ДГА) представляет собой устройство, в котором энергия потока транспортируемого природного газа преобразуется сначала в механическую энергию в детандере, а затем в электроэнергию в генераторе. При этом природный газ используется в качестве рабочего тела (без его сжигания). Принципиальная схема работы ДГА на ГРС представлена на рисунке 2.

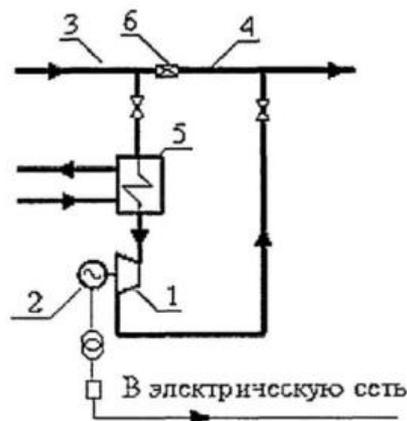


Рис. 2. Принципиальная схема работы ДГА на ГРС

Принцип действия ДГА заключается в следующем. ДГА включаются параллельно дросселирующему устройству 6, частично или полностью заменяя его. Транспортируемый природный газ из трубопровода 3 высокого давления поступает в теплообменник 5, где происходит его подогрев, а затем направляется в детандер 1, представляющий собой в большинстве случаев расширительную турбину. В детандере происходит расширение газа (без его сжигания), при котором энтальпия газового потока преобразуется в механическую энергию вращения вала детандера, которая, в свою очередь, преобразуется в генераторе 2 в электрическую энергию. Давление газа при этом снижается до необходимого по условиям эксплуатации уровня, и газовый поток направляется в трубопровод 4 низкого давления.

Проблема применения ДГА для выработки электрической энергии на ГРС-3 г. Магнитогорска на данный момент связана с отсутствием в технологической схеме станции подогревателей газа, а, как известно, подогрев газа перед входом в детандер влияет на технико-экономические показатели всего агрегата. Необходимость подогрева газа связана с возможностью получения при рабочих режимах установки отрицательных (до -60°C и ниже) температур рабочего тела, что накладывает особые условия по обеспечению требуемого технологического режима работы газопровода. Можно отказаться от подогрева газа в ДГА например, при производстве сжиженного природного газа (СПГ), но в случае получения одной электрической энергии, особенно в большом объеме, полностью исключить систему подогрева не удастся. Возможность создания на ГРС-3 утилизационных установок для подогрева газа ограничена использованием в качестве топлива природного газа, что является экономически (дополнительный расход газа) и экологически

(сжигание газа) неблагоприятными сторонами при выборе данных установок.

В настоящее время применение в различных отраслях промышленности получили системы, для выработки теплоты в которых применяются экологически безопасные технологии, основанные на использовании в качестве топлива либо возобновляемых (природных) низкопотенциальных источников теплоты, либо нано технологий (в частности биогазов).

Решением проблемы отсутствия подогрева газа в ДГА может стать схема установки с подогревом за счет теплоты возобновляемого источника энергии, низкий температурный потенциал которой повышается с применением теплонасосной установки. Насосная установка, в данном случае может быть как воздушная (ВТНУ), так и парокомпрессионная (ПТНУ). В обеих установках низкопотенциальным источником теплоты может выступать атмосферный воздух, который нагревается либо механическим путем в ВТНУ, за счет сжатия в компрессоре, либо в контуре хладагента в ПТНУ.

Целью работы является разработка и исследование существующих возможностей применения ДГА для ГРС-3 г. Магнитогорска с использованием в качестве системы подогрева газа тепловой насосной установки. Для этого поставлены и решены следующие задачи:

1. Определение критериев для выбора оптимальной системы подогрева газа в технологических схемах ДГА.
2. Определение газодинамических характеристик ГРС (на примере ГРС-3 г. Магнитогорска), с целью определения возможности применения ДГА на рассматриваемом объекте.
3. Выбор оптимальной системы подогрева газа в технологической схеме ДГА ГРС-3 г. Магнитогорска.
4. Проведение исследований эффективности схем ДГА при одной и двух ступенях подогрева газа.
5. Определение технико-экономических показателей ДГА применительно к ГРС-3 г. Магнитогорска.

В работе в главе 1 проведено определение критериев выбора оптимальной системы подогрева газа в технологических схемах ДГА, глава 2 посвящена определению газодинамических характеристик ГРС-3 г. Магнитогорска. В третьей главе произведен выбор оптимальной системы подогрева газа ДГА на примере ГРС-3 г. Магнитогорска. Далее в 4 главе произведен анализ работы установки

для производств электроэнергии, включающей в себя ДГА, воздушную турбину и компрессор. В главе 5 произведен анализ работы установки для производства электроэнергии, включающей в себя ДГА и парокompрессионную тепловую установку. В заключении определены технико-экономические показатели ДГА применительно к ГРС-3 г. Магнитогорска.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. Исследована эффективность работы защищенных патентами схем ДГ А для производства электроэнергии на ГРС промышленных предприятий.

2. Определены критерии для выбора оптимальной системы подогрева газа для ДГА.

3. На основании определенных критериев выбрана оптимальная система подогрева ДГА для ГРС-3 г. Магнитогорска при текущих условиях эксплуатации станции.

4. Определена зависимость доли полезной электроэнергии, отдаваемой ДГА в сеть, при схемах подогрева газа с помощью воздушной и парокompрессионной ТНУ;

5. Определены технико-экономические показатели совместной работы ДГА и ПТНУ на ГРС-3 г. Магнитогорска;

6. Обоснована для выбора и применения технологическая схема ДГА с использованием в качестве системы подогрева газа ТНУ для ГРС-3 г. Магнитогорска

Список литературы

1. Infoline. Отраслевой обзор «Теплоэнергетика России 2012-2016. 10 лет с начала энергореформы».

2. Архарова, А.Ю. Разработка и анализ систем подогрева газа в детандергенераторных установках: дис. канд. техн. наук / А.Ю. Архарова. - М., 2006, С. 187.

3. Байдакова, Ю.О. Исследование эффективности схем бестопливных установок генерации электроэнергии на основе детандер - генераторных агрегатов и тепловых насосов / Ю.О. Байдакова; автореферат. дис. канд. техн. наук. - М., 2013. - 19 с.

4. Детандер-генераторная установка // Ю.М. Архаров, А.Ю. Архарова, В.С. Агабабов, А.В. Корягин, / Патент на пол.мод. №39937 РФ, МПК 7 F 25 B11/02, F 01K 27/00 по заявке №2004110563/22 от 08.04.2004 Оpubл. 20.08.2004 Бюлл. №1.

5. Детандер-генераторная установка: пат. 88781 Рос. Федерация: МПК F25B 11/02/ Агабабов В.С., Байдакова Ю.О., Зенкина У.И.;

заявитель и патентообладатель ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)». - № 2009127053/22; заявл. 16.07.2009; опубл. 20.11.2009, Бюл. №32. - 4 с.

6. Джураева, Е.В. Исследование схем использования детандер - генераторных агрегатов в энергетике и системах газоснабжения / Е.В. Джураева: дис. канд. техн. наук. - М., 2005. - с. 155.

7. Кожиченков, В.С. Повышение надежности электроснабжения конечных потребителей за счет применения детандер - генераторных установок на станциях понижения давления газа в Москве / В.С. Кожиченков; автореферат. дис. канд. техн. наук. - М., 2012. - 20 с.

8. Российская Бизнес-газета. Выпуск № 841. М., 2012.

9. Сычев, В.В. Термодинамические свойства воздуха: ГСССД / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, А.Д. Козлов, Г.А. Спиридонов, В.А. Цымарный. - М.: Издательство стандартов, 1978. - 276 с.

10. Сычев, В.В. Термодинамические свойства метана: ГСССД / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загорученко и др. - М.: Изд-во стандартов, 1979.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Федорец Н.А., преподаватель
НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»
ОАО «Газпром»

Россия обладает огромными промышленными и разведанными запасами природного газа, основные из которых расположены в Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Тимано-Печерской нефтегазоносной провинциях, а также в Восточной Сибири, на Северном Кавказе и Дальнем Востоке.

Кроме того, Россия является одним из главных экспортеров природного газа на мировом рынке. Поэтому у нас есть возможность укреплять уже существующие и развивать новые внешние экономические связи с другими странами на основе экспорта газа.

В начале нового тысячелетия газ стал самым главным топливным ресурсом до прихода других, более эффективных видов топлива. Поэтому необходимы поддержка и дальнейшее развитие газовой промышленности России.

Эффективность использования газа в быту и промышленности во многом зависит от применения современных технологий, материалов и оборудования. Использование полиэтиленовых труб

повышает надежность и долговечность систем газоснабжения, уменьшает сроки строительства и затраты на эксплуатацию подземных газопроводов.

Первые распределительные газопроводы в России, начиная с 1835 г. и вплоть до 1946 г., строились из чугунных труб. С 1931 г. в России началось строительство газопроводов из стальных труб, которые в большинстве случаев не выдерживают нормативный срок эксплуатации (40 лет).

Наиболее доступными и подходящими по свойствам для подземных газопроводов оказался полиэтилен. Появление в середине 90-х гг. XX в. импортных, а затем и отечественных труб из полиэтилена средней плотности и сварочной техники с элементами автоматизации позволило применять эти трубы не только для строительства новых, но и для реконструкции изношенных газопроводов.

В настоящее время в России накоплен достаточно большой опыт использования полиэтиленовых труб (ПЭ-трубы) для строительства газопроводов. Однако сегодня их применяют при устройстве немногим более 50 % новых газопроводов низкого и среднего давления (5 лет назад - не более 20 %). Темпы строительства газопроводов из полиэтиленовых труб нарастают с каждым годом.

Под пластмассами понимают конструкционные материалы, перерабатываемые в изделия методами пластической деформации: экструзией, литьем под давлением, формованием и прессованием. Пластмассы состоят из нескольких компонентов: полимера, добавок (стабилизаторов, пластификаторов, красителей, антистатиков), служащих для улучшения эксплуатационных характеристик изделий и облегчения процесса переработки, и наполнителей.

Основой для создания пластмасс являются полимеры - вещества, состоящие из многократно повторяющихся в определенном порядке мономерных звеньев, каждое из которых представляет собой небольшую группу атомов. Название полимера складывается из названия образующего мономера и приставки «поли». Мономерные звенья соединены в линейные или разветвленные цепи, называемые макромолекулами. Способность макромолекул или их участков к перемещению обуславливает способность к значительным деформациям полимерных материалов.

Полиэтилен - твердый полимер белого цвета, являющийся высокомолекулярным соединением и на 50...85 % имеющий кристаллическую структуру. Температура эксплуатации - от -20

до +30 °С. Полиэтилен производится путем полимеризации этилена, в результате чего образуется линейный полиэтилен без боковых ответвлений. Под полимеризацией понимается экзотермическая цепная реакция, во время которой низкомолекулярные ненасыщенные соединения при расщеплении двойных связей атомов углерода образуют друг с другом огромное число повторяющихся звеньев без выделения побочных продуктов реакции. Для протекания реакции полимеризации необходимо воздействие на исходный мономер (этилен) энергетических факторов: давления, тепла, света, элементарных частиц, катализаторов. Схема получения из этилена наиболее простого по строению макромолекул полиэтилена $[-CH_2-CH_2-]$. Положительным свойством полиэтилена, выгодно отличающим его от стальных труб, является его высокая химическая стойкость к щелочам, растворам солей, органическим кислотам, сложным эфирам, бензину и другим веществам, в связи с чем на поверхность полиэтиленовых не требуется нанесение изоляционных покрытий. Однако полиэтилен низкой плотности не обладает стойкостью к жидкому пропану, хлору и хлорированным углеводородам, концентрированной азотной кислоте, поэтому при проектировании полиэтиленовых трубопроводов необходимо учитывать не только свойства внешней, но и транспортируемой среды. При повышении температуры химическая стойкость полиэтилена к некоторым веществам (алифатическим и ароматическим углеводородам и их галогенопроизводным при температуре более 80 °С) резко уменьшается. В настоящее время полиэтилен является самым оптимальным материалом для газораспределительных систем, в наилучшей степени сочетающим все свойства, необходимые для этих целей: низкая газопроницаемость, коррозионная стойкость к внешней среде и транспортируемому газу, высокая эластичность и ударопрочность в интервале рабочих температур от -20 °С до +30 °С, простота и надежность соединения, технологичность и экономичность в изготовлении как самих труб, так и соединительных деталей к ним, легкость монтажа.

Трубы для систем газораспределения изготавливаются из композиций полиэтилена минимальной длительной прочностью MRS 8,0 МПа (ПЭ80) и MRS 10,0 МПа (ПЭ100) в соответствии с технологической документацией, утвержденной в установленном порядке. Трубы номинальным наружным диаметром от 16 до 30 мм выпускаются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50838-2009

«Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия», соответствующего международному стандарту ИСО4437:2007. Полиэтиленовые трубы по указанному стандарту предназначены для транспортирования горючих газов по ГОСТ5542-87, применяемых в качестве сырья и топлива для промышленного и коммунально-бытового использования при максимальном рабочем давлении до 1,2 Мпа и рабочей температуре газа до 40 °С.

Для подземных газопроводов используются трубы трех типов:

- из полиэтилена, в том числе с маркировочными полосами;
- из полиэтилена с соэкструзионными слоями на наружной или внутренней поверхности трубы, где все слои имеют одинаковый уровень MRS.

- из полиэтилена с дополнительной защитной оболочкой из термопласта на наружной поверхности трубы, легко удаляемой при монтаже. Оболочка предназначена для защиты труб от механических повреждений при транспортировке, монтаже и эксплуатации. Для защитной оболочки используют гранулированные композиции термопластичного материала (например, полипропилена) с термо- и светостабилизаторами, неорганическими наполнителями и технологическими добавками.

Полиэтиленовые трубы в защитной оболочке применяются в случае возможного повреждения поверхности трубы при прокладке газопровода в техногенных несвязных и гравийных грунтах при отсутствии защитного основания и присыпки. Кроме того, защитные оболочки необходимы при протяжке полиэтиленовых труб внутри изношенных стальных, при использовании методов бестраншейной прокладки в случаях возможного повреждения поверхности трубы, в районах с повышенной сейсмичностью (7 и более баллов). ГОСТ Р50838-2009 «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия» распространяется:

- 1) на трубы из полиэтилена, в том числе с маркировочными полосами;

- 2) с соэкструзионными слоями на наружной и внутренней поверхностях;

- 3) с защитной оболочкой из термопластана наружной стороне.

Преимущества полиэтиленовых перед стальными трубами неоспоримы: служат значительно дольше стальных (гарантийный срок 50 лет, прогнозируемый срок службы - 100 лет); низкая стоимость. Стоимость полиэтиленовых труб значительно ниже стоимости изолированной стальной трубы. Экономичность

применения ПЭ-труб увеличивается с уменьшением диаметра (менее 200 мм) и толщины стенок; не подвержены коррозии, не требуют катодной защиты и поэтому почти не нуждаются в обслуживании; не подвержены коррозионному зарастанию; не боятся контактов с водой и стойки к большинству агрессивных сред; со временем пропускная способность полиэтиленовой трубы не снижается (внутренняя поверхность трубы практически не зарастает); полиэтиленовые трубы в 2-4 раза легче стальных, что существенно облегчает их транспортировку и монтаж; повышенные скорость и затраты на производство монтажа. ПЭ-трубы в 5-7 раз легче стальных. Для монтажа ПЭ-труб не требуется тяжелая техника, он производится бригадой из двух человек. Значительно ниже потребление электроэнергии (либо топлива) по сравнению со сваркой труб. А применение так называемых длиномерных труб (на катушках или в бухтах) снижает количество сварных соединений в десятки раз. Все это значительно ускоряет строительство трубопроводов и снижает их стоимость; стыковая сварка полиэтиленовых труб полностью автоматизирована, она значительно надежнее, дешевле, проще и занимает меньше времени; увеличение пропускной способности. Пропускная способность полиэтиленовых труб со временем из-за расширения материала увеличивается до 3 % за весь срок службы трубопровода; эластичность материала. Гибкость ПЭ-труб упрощает строительство и позволяет отказаться от покупки отводов; при замерзании воды труба не повреждается и не теряет своих свойств. Преимущества полиэтиленовых газопроводов позволяют ускорить процесс газификации населенных пунктов, в том числе сельской местности. Применение в качестве материала для труб полиэтилена позволяет уменьшить затраты как при строительстве, так и при эксплуатации, а также значительно увеличить срок службы систем газораспределения и газопотребления.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Федоров И.А., младший научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В настоящее время цены на нефтегазовом рынке подвержены частым изменениям, что влечет за собой необходимость оперативно реагировать на данные колебания и корректировать стратегию

разработки месторождений. В такой ситуации особенно важной становится скорость обработки данных о состоянии промысла и выработка и исполнение действий для поддержания оптимального технологического режима работы скважин. «Ручные» методы обработки больших массивов данных занимают большое количество времени и не позволяют оперативно реагировать на происходящие изменения. Это приводит к необходимости создания системы управления разработкой месторождения, которая сможет анализировать ситуацию, самообучаться и генерировать варианты решений, то есть будет являться интеллектуальной.

Основной целью создания интеллектуальной системы управления (ИСУ) процессами разработки месторождения является повышение эффективности и оперативности принятия решений в штатных и нестандартных ситуациях в процессе добычи, подготовки и транспортировки газа. Для выполнения данной цели система должна быть способна выполнять следующие функции (см. рис. 1).



Рис. 1. Схема (ИСУ) процессами разработки

- обработка данных, поступающих с системы телеметрии промысла;
- расчет оптимального технологического режима работы скважин:
 - расчет рабочих характеристик всех узлов промысла;
 - адаптация расчета к фактическим данным;
 - планирование, проведение и обработка гидродинамических исследований скважин (ГДИС);
 - планирование и оценка эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ);
- выработка управляющих воздействий для поддержания оптимального технологического режима работы скважин;
- передача уставок на систему телемеханики промысла.

– входными данными для ИСУ процессами разработки является задание на добычу для месторождения, сформированное на основе внешней информации. Результатом работы системы является обоснованный набор вариантов действий для оператора и рассчитанные уставки для системы телемеханики для автоматического поддержания оптимального режима работы, с разрешения оператора промысла.

Для системы расчета рабочих характеристик предлагается использовать модульную архитектуру, состоящую из 4-х основных блоков: «Пласт»; «Скважины»; «Газосборная сеть»; «Установка комплексной подготовки газа». Выбор основных блоков обусловлен наличием для каждого из них собственных факторов, влияющих на работу, контролируемых параметров и математических аппаратов. Для расчета рабочих характеристик всех узлов промысла предлагается использовать классические корреляции [1]. Автоматическую адаптацию расчетных моделей к фактической ситуации возможно проводить с использованием математического аппарата нейронных сетей. Обучение нейронной сети производится на основе выборки данных об «истории» работы оборудования [2]. Применение данного математического аппарата было апробировано на задаче расчета параметров течения в газовом эжекторе. Расхождение полученных и фактических данных составило менее 1%.

Для определения технологического режима работы скважин, кроме расчета рабочих характеристик узлов промысла, необходимо учесть влияние факторов, ограничивающих дебит скважин [3]. Для учета данных факторов предлагается использовать математический аппарат нечетких множеств [4]. Для его использования, была создана шкала влияния для каждой причины каждого ограничивающего фактора (см. рис. 2). На основе оценки каждого из факторов, отмечается определенный интервал на градиентной шкале влияния (см. рис. 2).

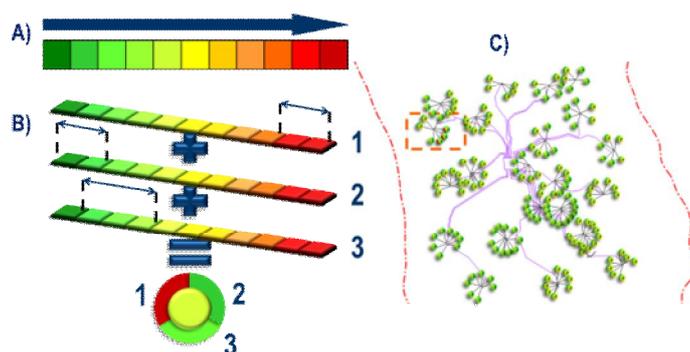


Рис. 2. Оценка состояния скважин

На шкале зеленый цвет соответствует минимальному отрицательному влиянию фактора на работу скважины, а красный цвет - сильному отрицательному воздействию. Складывая полученные в результате оценки, интервалы по методу оптического смешения получается результирующий цвет, который говорит об общем вкладе факторов в режим работы скважины. Вокруг результирующего цвета располагаются цвета каждого из ограничений, для отслеживания общей картины влияния всех факторов для всех скважин промысла (см. рис. 2).

В случае появления «красного цвета» по ограничениям, планируется возможность перейти на уровень одного куста для подробного рассмотрения ситуации и разработки вариантов применения различных ГТМ (см. рис. 3). В данном случае система предоставит оператору для анализа информацию по возможным вариантам ГТМ, оценку эффективности, полученную из расчета с помощью математической модели промысла, и параметры экономической эффективности вариантов ГТМ. Таким образом, станет возможным принять максимально верное решение, подкрепленное необходимыми данными.

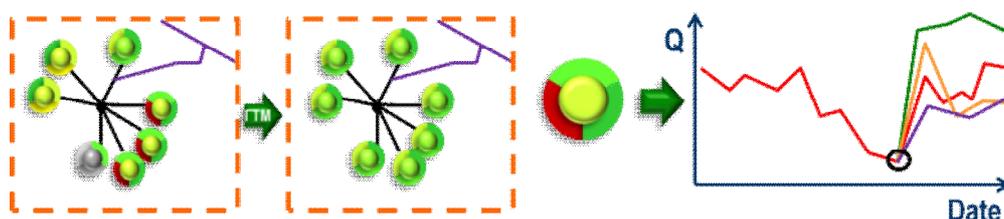


Рис. 3. Выбор варианта ГТМ

Рассмотрим алгоритм проведения ГДИС с использованием ИСУ разработкой. При наличии датчиков системы телеметрии на каждой скважине, система сможет получать рабочие характеристики скважин, проводить обработку данных и наносить текущие значения на существующие индикаторные кривые в режиме реального времени. Далее предлагается проводить процедуру определения отклонения текущих значений от существующих кривых и формирования вариантов дальнейших действий: «отклонения незначительны»; «необходимы ГДИС «в шлейф»»; «необходимы опорные ГДИС». На основе информации, полученной в результате обработки ГДИС, система осуществляет адаптацию модели пласта и скважины.

Предлагаемая ИСУ процессами разработки месторождения позволит осуществлять всестороннюю поддержку принятия решения для операторов промысла. В качестве выводов хотелось бы привести оценку эффективности внедрения такого рода систем ведущими мировыми компаниями (рис. 4) [5]. Из данной оценки видно, что затраты на разработку и внедрение такой системы многократно окупятся даже в рамках одного крупного месторождения.



Рис. 4. Оценка эффективности внедрения ИСУ разработкой (Schlumberger)

Список литературы

1. Гриценко, А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. - М.: Недра. – 1994.
2. Воронцов, К.В. Машинное обучение: курс лекций / К.В. Воронцов. – 2012.
3. Р Газпром 2-3.3-464-2010 Методика расчета оптимальных технологических режимов газоконденсатных скважин с учетом изменяющегося забойного давления. - Москва, 2010..
4. M. Nikravesh, F. Aminzadeh, L.A. Zadeh «Soft computing and intelligent data analysis in oil exploration», Development in petroleum science № 51, Elsevier, 2003.

ТЕХНОЛОГИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СВАРКИ (НАПЛАВКИ) ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Царьков А.В., директор филиала, доктор технических наук,
профессор, зав. кафедрой, КФ МГТУ им. Н.Э. Баумана

Подхалюзин П.С., гл. инженер

ОАО «Газпром газораспределение Калуга»

Труханов К.Ю., ассистент, КФ МГТУ им. Н.Э. Баумана

Севастьянов С.П., начальник лаборатории

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Работа посвящена проблеме повышения производительности процесса ремонта сваркой магистрального газопровода. Рассмотрена технология автоматической сварки (наплавки) дефектных участков труб класса прочности К60 самозащитной порошковой проволокой.

Выполнены механические и металлографические испытания наплавленного металла. Показано, что самозащитная порошковая проволока обеспечивает высокое качество сварных соединений. Результаты исследований подтвердили возможность применения автоматической сварки при ремонте магистрального газопровода.

Эффективная эксплуатация газопроводного хозяйства России невозможна без периодического контроля и ремонта линейных участков магистральных газопроводов (МГ). Чаще всего ремонт осуществляется путем полной замены дефектного участка трубы на новый. Однако в условиях Крайнего Севера, сложных погодных условий (распутица) и ограниченности возможности транспортировки длительное время года, возникает необходимость во временном ремонте, путем заварки выбранного механическим способом дефектного участка. В большинстве случаев для ремонта таких дефектов применяется РД, как наиболее простой и универсальный способ наплавки. Вместе с тем данный способ обладает и рядом известных недостатков, таких как низкая производительность, сложность обеспечения требуемой температуры подогрева, частая остановка процесса наплавки и т.д. Все вышесказанное способствует внедрению механизированных и автоматических способов сварки.

В данной работе изучалась возможность ремонта дефектных участков трубы автоматической сваркой (наплавкой) самозащитной порошковой проволокой компании LINCOLN ELECTRIC - Innershield

NR-207 диаметром 1,7 мм и Pipeliner NR-208-XP диаметром 2 мм. В таблицах 1 и 2 приведены типичные механические свойства и химический состав металла, наплавленного этими проволоками (согласно AWS A5.29/A5/29M). Следует отметить, что металл, наплавленный данными проволоками, характеризуются весьма низким содержанием диффузионного водорода (не более 8 мл/100 г).

Контрольные наплавки производились на трубе диаметром 1420 мм с толщиной стенки 19,6 мм класса прочности из стали К60 15Г2СФ по ГОСТ 19281-89, с пределом прочности 560 МПа и относительным удлинением 18%. Наплавка выполнялась на установке автоматической сварки (наплавки), созданной в КФ МГТУ им. Н.Э. Баумана.

Таблица 1

Типовые механические свойства наплавленного металла

Марка проволоки	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ_5 , %	HRB	KCV ⁻²⁹ , Дж/см ²
Innershield NR-207	415...445	520...545	29...33	84...87	81...237
Pipeliner NR-208-XP	555...600	630...670	24...27	91...95	54...129

Таблица 2

Типовой химический состав наплавленного металла

Марка проволоки	Состав, %				
	C	Mn	Si	S	P
Innershield NR-207	0,05-0,07	0,87-0,96	0,23-0,27	≤ 0,003	0,004-0,008
Pipeliner NR-208-XP	0,04-0,07	1,48-2,02	0,11-0,31	≤ 0,003	0,004-0,010
	Ni	Cr	Mo	V	Al
Innershield NR-207	0,73-0,83	0,02-0,03	0,02	≤ 0,01	0,3-1,1
Pipeliner NR-208-XP	0,71-0,98	0,02-0,03	≤ 0,04	≤ 0,01	0,9-1,2

Заварка производилась участками длиной по 250 мм по встречно-симметричной схеме (см. рис. 1), в соответствии с требованиями СТО 00154223-90-2011, шириной 90 мм и глубиной от 4 до 10 мм. В зависимости от глубины наплавки выполнялось от 3 до 6 слоев (с учетом облицовочного слоя). Перед облицовочным слоем выполнялся контурный шов.

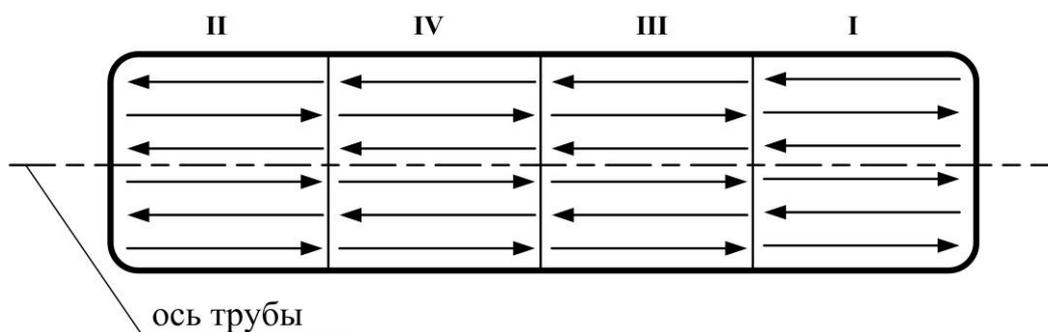


Рис. 1. Схема заполнения выборки при автоматической наплавке

После наплавки каждого слоя производилось механическое удаление шлака. В результате оптимизации процесса наплавки были получены следующие режимы (см. табл. 3, 4).

Таблица 3

Параметры режима наплавки проволокой
Innershield NR-207 диаметром 1,7 мм

Наименование слоя	Вылет электрода, мм	Сварочный ток, А	Напряжение, В	Скорость подачи проволоки, см/мин	Скорость сварки, мм/мин
Первый и последующие	18-20	180-200	19-20	300	225

Таблица 4

Параметры режима наплавки проволокой
Pipeliner NR-208-XP диаметром 2,0 мм

Наименование слоя	Вылет электрода, мм	Сварочный ток, А	Напряжение, В	Скорость подачи проволоки, см/мин	Скорость сварки, мм/мин
Первый слой	18-20	190-200	20,0	200	180
Заполняющие слои	18-20	190-200	20,0	200	180
Контурный шов	18-20	180-190	19,5	180	180
Облицовочный слой	18-20	190-200	20,0	200	180

В качестве основного критерия при выборе параметров наплавки принимались производительность и требования СТО, т.к.

именно низкая производительность при РДС послужила одной из причин автоматизации процесса.

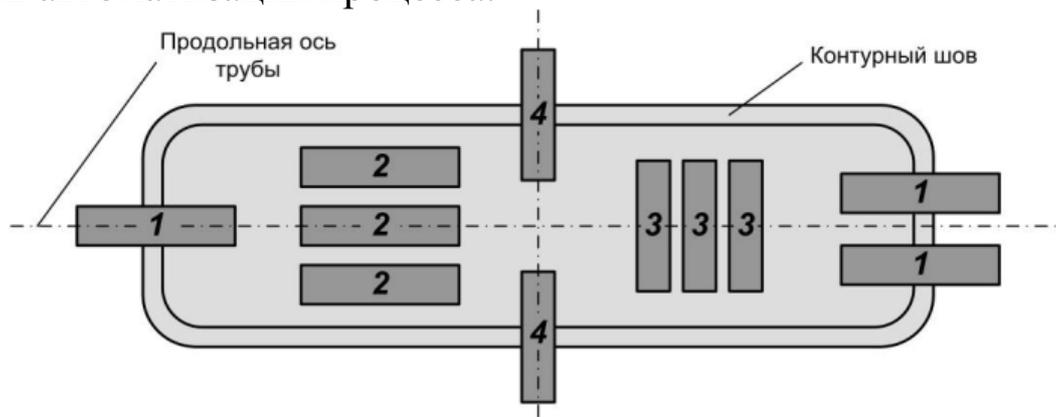


Рис. 2. Схема вырезки образцов для механических испытаний (1 – статическое растяжение; 2 – статический изгиб; 3 – ударный изгиб; 4 – твердость)

Попытка применения двухдуговой наплавки не привела к успеху. Образующаяся достаточно большая сварочная ванна не позволяет хорошо сформировать сварочный валик во всех пространственных положениях, за исключением горизонтального.

После прохождения ВИК из восстановленных участков трубы вырезались образцы для механических испытаний согласно требованиям СТО Газпром 2-2.2-136-2007 (рис. 2). Результаты механических испытаний приведены в таблицах 5, 6 и рисунках 3-5.

Таблица 5

Испытания образцов, наплавленных проволокой Innershield NR-207

№ образца	σ_B , МПа	№ образца	КСU ₋₆₀ , Дж/см ²
1	560	1	162,0
2	565	2	162,5
3	570	3	161,0

Таблица 6

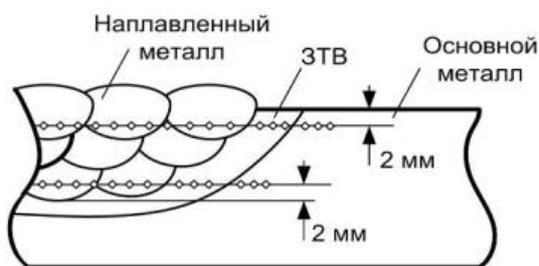
Испытания образцов, наплавленных проволокой Pipeliner NR-208-XP

№ образца	σ_B , МПа	№ образца	КСU ₋₆₀ , Дж/см ²	№ образца	КСV ₂₀ , Дж/см ²
1	610	1	98	1	113
2	618	2	115	2	118
3	590	3	61	3	125

Угол изгиба всех образцов превысил 150° без образования трещин (рис.3).



Рис. 3. Вид образца после испытания на изгиб

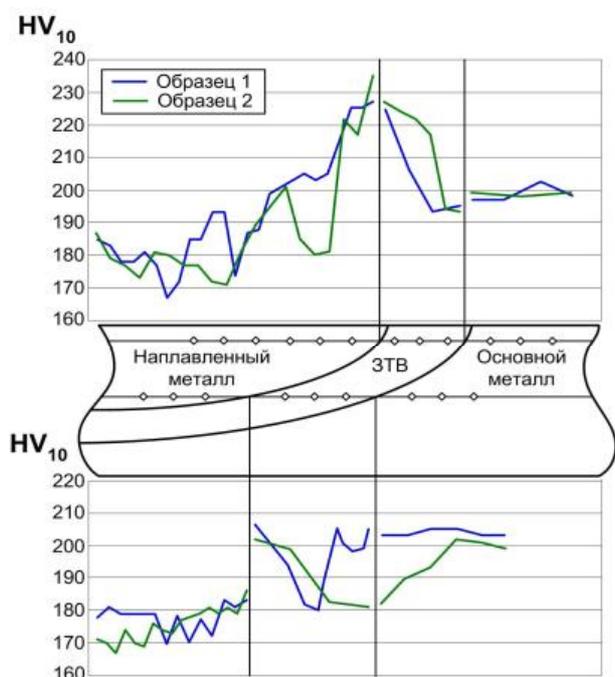


а)

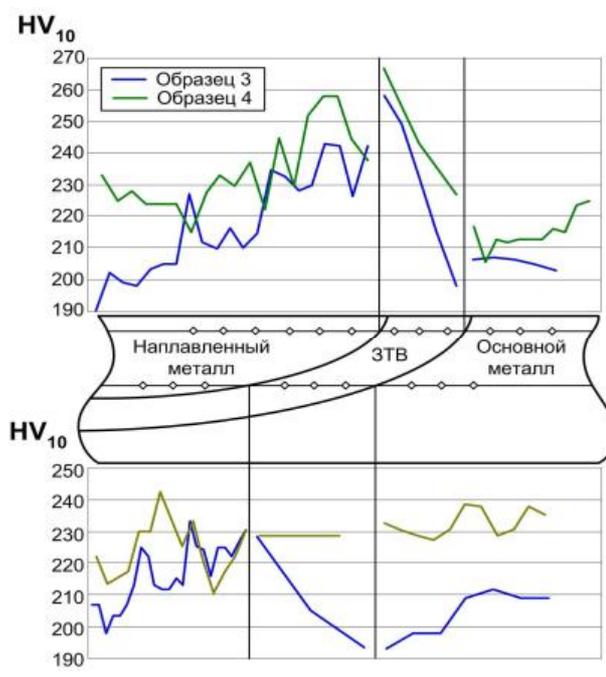


б)

Рис. 4. Схема (а) и образец (б) при измерении твердости



а)



б)

Рис. 5. Результаты замера твердости (HV_{10}) наплавки проволокой:
а - Innershield NR-207, б - Pipeliner NR-208-XP

Полученные значения твердости сравнивались с максимально допустимыми для сварных соединений в трубах класса прочности

К60 (согласно СТО Газпром 2-2.2-136-2007): HV_{10} 280 - для шва; HV_{10} 325 - для ЗТВ. Результаты исследования показали, что и при наплавке проволокой Innershield NR-207 и при наплавке проволокой Pipeliner NR-208-XP, максимальная величина твердости не превышают допустимые (рис. 5).

Кроме механических испытаний для образцов, наплавленных проволокой Pipeliner NR-208-XP, был выполнен анализ микроструктур (рис. 6-8).

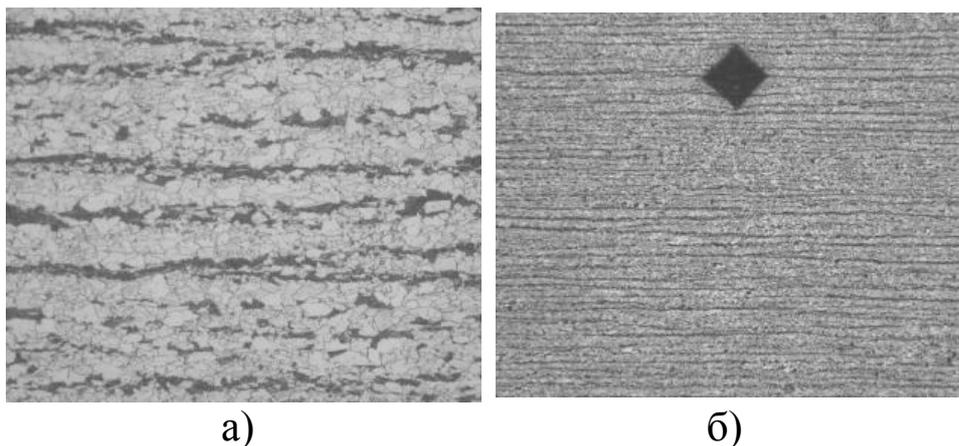


Рис. 6. Микроструктура основного металла
а) $\times 500$; б) $\times 100$

Основной металл. Структура ферритно-перлитная, неравномерная, сильно выражена полосчатость перлита, зерно феррита мелкое, соответствует 10 баллов шкалы ГОСТ 5639-82. *ЗТВ.* Характеризуется неоднородностью структуры (из-за многослойности шва): в одних полях зрения мелкозернистая ферритно-карбидная; в других феррит с отдельными участками сорбитообразного перлита и карбиды; в следующих – ориентированный перлит и карбиды по границе перлитного зерна.

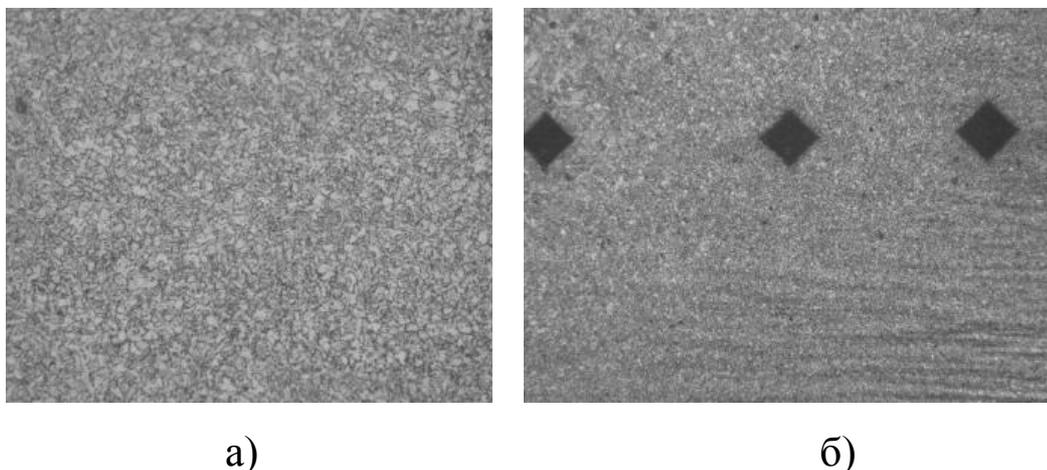
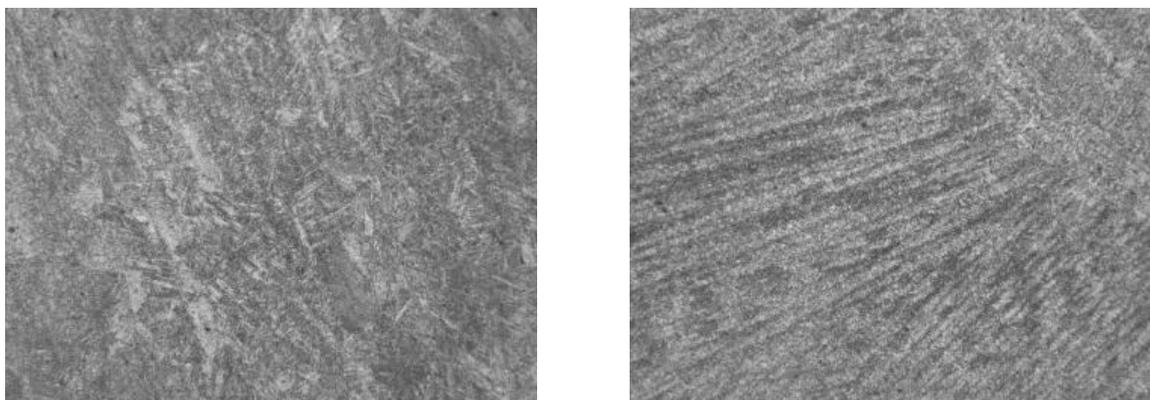


Рис. 7. Микроструктура ЗТВ а) $\times 500$; б) $\times 100$

Шов. Шов многослойный, для него характерным является сочетание крупно- и мелкозернистой структуры, т.е. крупноигольчатый сорбит в пределах крупного зерна дендритного строения сочетается с мелкоигольчатым сорбитом и карбиды, как по границам зерен, так и внутри зерна. Видманштетта в структуре шва и ЗТВ не выявлено.



а) б)
Рис. 8. Микроструктура металла шва: а) $\times 100$; б) $\times 100$

Процесс автоматической сварки самозащитной порошковой проволокой является хорошей альтернативой РД при ремонте сваркой линейных участков магистральных газопроводов. Исследование восстановленных наплавкой самозащитными порошковыми проволоками Innershield NR-207 и Pipeliner NR-208-XP дефектных участков труб класса прочности К60 показало высокие механические характеристики металла наплавленных участков. Процесс может быть рекомендован для широкого внедрения при текущем ремонте в полевых условиях труб с коррозионными дефектами.

ПЕРЕКАЧКА ГАЗА ИЗ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА, ВЫВЕДЕННОГО ИЗ РАБОТЫ НА ПЕРИОД РЕМОНТА, В ДЕЙСТВУЮЩИЙ ГАЗОПРОВОД С ПОМОЩЬЮ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Чупова Ю.А., инженер по охране окружающей среды
Гремячинское линейное управление магистральных газопроводов –
филиал ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Чайковский» (далее Общество) - одно из крупнейших предприятий

ПАО «Газпром» по транспортировке природного газа, эксплуатации и ремонту газопроводов и газотранспортных систем. Основной принцип деятельности Общества, направленный на выполнение Экологической политики ПАО «Газпром», обеспечивает реализацию Концепции устойчивого развития, под которой понимается динамичный экономический рост при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении благоприятной окружающей среды для будущих поколений. Общество приняло на себя обязательство о принятии всех необходимых мер по предотвращению загрязнения и снижению уровней воздействия на окружающую среду.

Одной из экологических целей Общества является снижение выбросов метана в атмосферу. Уменьшение объемов стравливания (снижение выбросов метана) при проведении ремонтных работ на линейной части газопроводов позволит сэкономить топливно-энергетические ресурсы, а также даст сокращение платежей за негативное воздействие за выбросы в атмосферный воздух.

Одним из способов достижения данной цели является применение мобильных компрессорных установок (далее МКУ). МКУ – это передвижной компрессор, предназначенный для повышения давления природного газа, с приводным двигателем, оборудованием и системами, обеспечивающими их работу, размещенные в блочно-комплектном исполнении.

В Гремячинском линейном производственном управлении магистральных газопроводов в 2013 году в рамках пилотного проекта были впервые применены МКУ по перекачке газа из ремонтируемого участка газопровода в действующий. Опытное применение состоялось в рамках проведения капитального ремонта магистрального газопровода «Ямбург-Тула 2» на участке с 1431 км по 1567 км.

Перекачка газа из выведенного из работы газопровода в действующий осуществлялась посредством параллельного подключения МКУ. Передвижные МКУ для перекачки природного газа контейнерного исполнения включает в себя поршневой компрессор и газовый двигатель, смонтированные на общей основной раме, установленной на общем блоке с интегрированным газоохладителем и водоохладителем, всасывающим сепаратором и влагоотделителем, резервуарами, трубопроводами и всеми необходимыми вспомогательными системами, включая систему предпускового подогрева и подготовки. Устройство может работать

самостоятельно без участия оператора, работа установки полностью автоматизирована.

Перекачка газа выполнялась из ремонтируемого участка газопровода от 1555 км до 1584 км магистрального газопровода (далее МГ) «Ямбург-Тула 2» в действующий участок газопровода от 1555 км до 1583 км МГ «Ямбург-Поволжье». Места подключения МКУ – свечные линии южных охранных кранов МГ «Ямбург-Тула 2» и МГ «Ямбург-Поволжье» 1555 км через временные шлейфы. В состав мобильной компрессорной станции входит 4 МКУ, параллельно подключенные к ремонтируемому и действующему участкам газопроводов при помощи временных шлейфов, гибких рукавов и коллекторов газа. Шлейфы подключены к ремонтируемому и действующему, коллекторам при помощи запорных кранов. Контур перекачки содержит манометры для контроля давлений всасывания и нагнетания МКУ и манометры для контроля выпуска. Температура газа на всасывании и нагнетании регистрируется датчиками-преобразователями в составе мобильной компрессорной установки. Временные шлейфы снабжены свечными отводами с кранами для вытеснения (продувки) воздуха из контура перекачки, замещения его газом перед началом перекачки и стравливания газа из контура по окончании перекачки. Каждая МКУ на выходе газа из АВО содержит дроссельный клапан Джоуля-Томсона для дополнительного охлаждения газа до $+40^{\circ}\text{C}$ при его перекачке в интервале температур атмосферного воздуха от $+32^{\circ}\text{C}$ до $+40^{\circ}\text{C}$. На каждой МКУ предусмотрены средства измерения расхода перекачиваемого и топливного газа.

Перекачка газа с помощью МКУ осуществляется в три этапа. На первом этапе осуществляется устройство подъездной дороги, изготовление и монтаж временных шлейфов, испытание их на прочность, расстановка оборудования МКУ и монтаж контура перекачки газа. На данном этапе из МКУ и ее технологической обвязки вытесняется воздух путем продувки природным газом. На втором этапе осуществляется перекачка газа, выпуск газа из контура перекачки по окончании перекачки газа. На третьем этапе после завершения работ по перекачке из МКУ и ее технологической обвязки сбрасывают остаточное давление природного газа до величины атмосферного давления, осуществляют демонтаж временных шлейфов, эвакуацию оборудования МКУ. Продолжительность перекачки составила 10 дней.

Благодаря применению мобильных компрессорных установок удалось снизить негативное воздействие на окружающую среду и внести вклад в достижение экологической цели Общества и ПАО «Газпром» по снижению выбросов метана в атмосферу. В ходе ремонтных работ было стравлено в атмосферный воздух 790 тыс. кубометров газа. Без применения данной технологии объем стравленного газа составил бы 2 543,391 тыс. кубических метров. Экономия на экологических платежах за выбросы в атмосферный воздух составила порядка 353 тыс. рублей

Список литературы

1. Временная типовая инструкция по перекачке газа из участка газопровода, выведенного из работы, на период ремонта, в действующий газопровод, с помощью мобильных компрессорных установок. – М., 2011. - 44 с.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УЧЕТА СРЕДСТВ КИПиА

Ямуров Э.Ф., инженер-электроник
ООО «Газпром добыча Ямбург», САП ф. «Управление
Автоматизации и Метрологического обеспечения»,
аспирант ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»

Как известно, работа службы КИП связана с обеспечением безаварийной работы средств автоматизации с использованием большого количества приборов и оборудования, учет которых ведется до сих пор устаревшими методами. Служба КИП осуществляет замену приборов, и их отправку для ремонта, поверки, калибровки в ЦОиР КТС и Метрологическую службу.

Как происходит весь этот процесс?

- сначала формируется выборка из таблицы Excel тех приборов, срок поверки (калибровки) которых подходит к концу.
- проводится техническое обслуживание приборов. (Чистка, Проверка на работоспособность, чистка контактов ЭКМ и т.д.)
- выписываются номер прибора и год выпуска.
- составляются акты отказов оборудования.
- производится поиск его эксплуатационного паспорта (бумажного).

- производится ручной поиск каждого паспорта в программе Дельта-СИ. Ставится отметка о том, что прибор отправляется в поверку (калибровку). Программа Дельта-СИ предполагает использование электронного паспорта на средство КИП, но для учета приходится пользоваться также и эксплуатационным паспортом.

- вручную заполняется Журнал регистрации отправки/получения КИП и СА, отправленных в ф. УА и МО.

- отправка в ЦОиР КТС. Прием-передача с проверкой соответствия количества приборов с количеством паспортов.

Выписка каждого прибора с поиском паспортов и заполнением журнала занимает весьма продолжительное время.

В связи с этим, предлагаю внедрить систему автоматизированного учета приборов, которая будет основываться на использовании уникальных штрих-кодов нанесенных на каждый прибор.

Штрих-код - это изображение, которое наносится с целью автоматизации учета информации о приборе, позволяющей их идентифицировать, а также уменьшить время на обработку данных.

Штрих-коды наносятся при производстве изготовителем либо печатается при помощи специализированного принтера - принтера этикеток и считывается сканером.

Предлагается наносить на приборы и средства автоматизации уникальные штрих-коды, которые будут содержать необходимую информацию о них, либо использоваться для идентификации прибора и загрузки данных о нем из существующей БД.

С помощью сканеров штрих-кодов и поставляемого ПО, при считывании с приборов, подлежащих отправке, будет создаваться форма в Microsoft Excel в виде акта приема-передачи или других требуемых документов. Тем самым это ускорит процесс оформления отправки каждого прибора и его получение без долгого сравнения пришедших приборов с отправленными.

Печать этикеток на приборы производится при помощи специализированного термопринтера.

Будет использоваться линейный штриховой код, имеющий "вертикальную избыточность", означающую, что одна и та же информация повторяется по вертикали. Вертикальная избыточность позволяет штриховому коду, имеющему дефекты печати (например, пятна или просветы) сохранять читаемость.

Сканеры или считывающие устройства, извлекают эту информацию, считывая код, и передают ее в учетную программу.

Устройство для считывания штрих-кода подключается к компьютеру, который формирует документ на отсканированные приборы, и хранит информацию об их наименованиях, количестве и технических характеристиках и периодически или по команде производит обмен ею с учетной программой. В учетной программе заполняется список приборов и в зависимости от выполняемой операции оформляется их отправка или получение.

Использование сканеров штрих-кодов позволяет существенно увеличить скорость обработки данных, поступающих в систему учета, сократить временные затраты и уменьшить вероятность возникновения ошибки в процессе ввода данных. При их отсутствии эту операцию приходится осуществлять, набирая код для каждого товара на клавиатуре компьютера вручную. Следует отметить, что применение сканера штрих кодов при необходимости не исключает возможность и такого ввода информации.

Для реализации проекта на ГП необходимо установить специальное ПО, подключить сканеры штрих-кодов, а также специализированные термопринтеры для печати этикеток. То же самое оборудование необходимо для службы метрологии и ЦОИР КТС.

В дальнейшем возможна интеграция этого проекта с Дельта-СИ.

Выводы:

- существенно повысится уровень автоматизации учета приборов как на ГП, так и других объектах общества;
- снизится количество заполняемых вручную документов;
- сократится время на поиск паспортов;
- внедрение проекта позволит снизить влияние человеческого фактор.

СОДЕРЖАНИЕ

КОММУНИКАЦИОННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОРРЕКТОРА ТС220.....	5
Афанасьев А.А.	
РАЗРАБОТКА ШАРОВОГО КРАНА С АРМИРОВАННЫМ СЕДЛОМ ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ	7
Ахметшин З.Е.	
АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ БЕСПРОВОДНОЙ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ СВЯЗИ МАЛОГО РАДИУСА ДЕЙСТВИЯ	11
Ахметов И.А.	
СПОСОБ ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ ОПЕРАТОРУ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИЗВЕЩАТЕЛЯ GSM-SLX-3 «СЛАВИТЕКС» ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОВОДНОЙ ЛИНИИ СВЯЗИ	13
Быстров А.М.	
ВОЛГОГРАДСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ПРОГРАММА КАЧЕСТВА – 20 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ	17
Гагарина С.Г., Свидров М.А., Дзедик В.А.	
АВТОМАТИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА	23
Горбачев А.В.	
СИСТЕМА ЦЕХОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ КЛАПАНА РЕГУЛЯТОРА «МОКВЕЛД» НА КОМПРЕССОРНОМ ЦЕХЕ С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ26	
Глухов Д.А.	
ОПТИМИЗАЦИЯ ПЕРСОНАЛА В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ ЗАГРУЗКИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ	29
Дерюшев К.О.	
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ ГАЗА.....	33
Елин С.В.	
ЭКОНОМИЯ ГАЗА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГРС И СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ВРЕДНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ РДУ-Т	44
Кабин С.В.	

ВЫРАБОТКА ГАЗА ИЗ КОЛЛЕКТОРА ЦЕХА ПРИ СТРАВЛИВАНИИ. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	47
Калинин С.С.	
УНИФИЦИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.....	53
Киреев В.В., Шабанов С.Ю.	
СТЕНДОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПРИ АТТЕСТАЦИИ ПЕРСОНАЛА И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ АТТЕСТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ СВАРКИ.....	58
Клемешев П.Е.	
ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОННЫХ МАРКЕРОВ НА ТРАССАХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ	62
Корельский И.Н.	
ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	66
Коротков А.В.	
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНТРОЛЛИНГА НА ПРЕДПРИЯТИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	69
Круссер Н.Г.	
ТРАНСПОРТНОЕ СРЕДСТВО ПОВЫШЕННОЙ ПРОХОДИМОСТИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАДАЧ НА ПОЧВАХ С МАЛОЙ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ.....	73
Лапынин Ю.Г., Макаренко А.Н., Мясников А.С.	
ТЕХНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПОКУПАТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ.....	77
Матвеев А.Б.	
ДИСТАНЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ И МОНИТОРИНГ ОБОРУДОВАНИЯ ЕИТП	79
Назаров А.А.	
О ВОЗМОЖНОСТИ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ФАКТА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ КОРПОРАТИВНЫМИ АКТАМИ ФИКСАЦИИ	82
Назаров И. Д.	
ВЛИЯНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ СИЛ В ЛАБИРИНТНЫХ УПЛОТНЕНИЯХ НА ДИНАМИКУ РОТОРА	86

Новиков Е.С.

КОНТУР УЧЕТА СРЕДСТВ КИПиА 89

Парамонов М.А.

ЭЛЕМЕНТЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ
ГАЗОПРОВОДОВ, ПОДВЕЖЕННЫХ КРН, С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ..... 94

Подольская В.В.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ
КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ..... 100

Ремизов А.Е.

К ВОПРОСУ О СУЩНОСТИ ПОНЯТИЯ «ИННОВАЦИЯ» В
СОВРЕМЕННОСТИ 104

Сергеев А.С.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ КОМАНДЫ
УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ В ГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ107

Сигафарова Э.Ф.

РАЗРАБОТКА РЕГЛАМЕНТА «ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЕКАТЕРИНБУРГ» ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ, РАЗРАБОТАННОЙ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ
СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТА ОБЪЕКТОВ
ОБЩЕСТВА 112

Скороспешкина Е.А.

КОМПОЗИТЫ НА ОСНОВЕ СЕРЫ И ОРГАНИЧЕСКИХ ПОЛИСУЛЬФИДОВ
ДЛЯ ДОРОЖНЫХ И СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ 119

Скрипунов Д.А., Мотин Н.В., Неделькин В.И.

МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОЦЕНКА ИХ НАПРЯЖЕННО-
ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ..... 123

Тагиров М.Б., Аскаров Р.М.

МОДЕЛИРОВАНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ОБЪЕКТАМ 127
ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ ПАО «ГАЗПРОМ» 127

Татаринцев А.В.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
СХЕМЫ ДЕТАНДЕР - ГЕНЕРАТОРНОГО АГРЕГАТА С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ

В КАЧЕСТВЕ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА ГАЗА ТЕПЛОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА ПРИМЕРЕ ГРС-3 Г. МАГНИТОГОРСКА	131
Урванов С.В.	
ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ	136
Федорец Н.А.	
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССАМИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	140
Федоров И.А.	
ТЕХНОЛОГИЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СВАРКИ (НАПЛАВКИ) ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	145
Царьков А.В., Подхалюзин П.С., Труханов К.Ю., Севастьянов С.П.	
ПЕРЕКАЧКА ГАЗА ИЗ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА, ВЫВЕДЕННОГО ИЗ РАБОТЫ НА ПЕРИОД РЕМОНТА, В ДЕЙСТВУЮЩИЙ ГАЗОПРОВОД С ПОМОЩЬЮ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК	151
Чупова Ю.А.	
РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УЧЕТА СРЕДСТВ КИПиА	154
Ямуров Э.Ф.	

Научное издание

**Актуальные направления развития
газовой отрасли России**

Материалы заочной научно-практической конференции
молодых ученых и специалистов

г. Волгоград, 22 октября 2015 г.

Ответственный редактор *Н.А. Дьяченко*
Техническое редактирование *Н.Г. Гайдайчук*