

**ОАО «ГАЗПРОМ»  
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»**

**МАТЕРИАЛЫ  
VI научно-практической конференции  
молодых ученых и специалистов**

***Современная газотранспортная отрасль:  
перспективы, проблемы, решения***

**Том I  
(секции 1, 2, 3, 4)**

**17-18 апреля 2013 г.  
г. Томск**

ISBN 978-5-906094-07-0

Сборник статей **«Материалы VI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Современная газотранспортная отрасль: перспективы, проблемы, решения», 2 тома. Том I.** – Томск: «Рекламная группа «Графика». – 2013 г. – 396 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

### СЕКЦИЯ 1

#### ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Блохина О.Л., Хасенова Д.Ф., Давыдова А.Е.	ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ. . . . .	12
Глаголь Е.М., Шульгин Р.С.	ФОРМИРОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПАСПОРТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ. . . . .	17
Голубин С.И., Николаев М.Л.	ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ МОРСКОГО ПОДВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕГО УСТОЙЧИВОСТИ. . . . .	23
Давыдова А.Е.	АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В СЕЙСМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ РЕГИОНАХ. . . . .	28
Дзёма Т.Е.	УСТАНОВКА ЗАВОДА ПО СЖИЖЕНИЮ ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА ГРС . . . . .	33
Ермолаева А.В.	РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПО ПАСПОРТИЗАЦИИ ДАННЫХ УЗЛОВ УЧЕТА ТОВАРНОГО ГАЗА . . . . .	39
Захаров Д.А.	ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНОВ. . . . .	41
Земнухов А.А.	УНИВЕРСАЛЬНЫЕ СПОСОБЫ МАРКИРОВКИ И ТРАССИРОВКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ. . . . .	47
Калинин С.С.	ВЫРАБОТКА ГАЗА ИЗ КОЛЛЕКТОРА ЦЕХА ПРИ СТРАВЛИВАНИИ. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ. . . . .	52
Кисс П.В.	СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ . . . . .	59
Комлев И.М., Чаплин И.Е.	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ . . . . .	64

Кузнецова Л.П., Холодов О.Н.	БЕСПИЛОТНЫЕ ЛЕТАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ, КАК СРЕДСТВО НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ . . . . . 68
Малоземов А.В.	МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В КАНАЛАХ. . . . . 71
Михайлова Э.Н.	ОСОБЕННОСТИ БАЛЛАСТИРОВКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА . . . . . 76
Найманбаев Ф.Ж.	РОССИЙСКИЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. . . . . 79
Найманбаев Ф.Ж.	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ . . . . . 83
Прокопенков Е.А.	УМЕНЬШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА . . . . . 88
Хамзин М.И.	ПРИМЕНЕНИЕ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ ПРОПОРЦИОНАЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ. . . . . 92
Червинский М.А.	ПРИЧИНЫ ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ СЕВЕРНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ . . . . . 97
Чернов А.А.	ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА» . . . . . 102
Шестко А.Л.	ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ГЕОДЕЗИЧЕСКОМУ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЮ МГ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК» . . . . . 106

## СЕКЦИЯ 2

### **ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ. ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

Безменов С.В.	ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕКЛОУЗЕРОМ РВА/TEL . . . . . 112
---------------	---

Громенко М.Е.	ВОЗНИКНОВЕНИЕ ПЕРЕМЕННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА НА ГАЗОПРОВОДАХ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДОВ . . . . .	116
Гурьев Л.Ю.	ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ НЕПРЕРЫВНОГО ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ ФУТЛЯРА И ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНЫЕ И ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ . . . . .	121
Жулин А.А.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ С ПОМОЩЬЮ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ . . . . .	123
Зяблов А.С.	ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ПОТОКОВ ЭНЕРГИИ В УПРОЧНЕНИИ ТРУЩИХСЯ ЧАСТЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ . . . . .	128
Козлов А.В.	ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ ПОДАЧИ ГАЗА. ВРЕЗКА ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПО ТЕХНОЛОГИИ ФИРМЫ TD WILLIAMSON . . . . .	133
Куропатко И.С.	СИСТЕМА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОСТРОЕННАЯ НА ПРИНЦИПЕ РАЗДЕЛЬНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ . . . . .	140
Липов К.Ф.	РАБОЧАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ КОРРОЗИОННАЯ КАРТА . . . . .	145
Марухин Д.Н.	СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ИМПУЛЬСНОГО ТОКА . . . . .	149
Массон В.А.	АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ (КРН) НА МГ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ. . . . .	154
Медовиков А.В.	УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА ИЗ ВНУТРЕННЕЙ ОБВЯЗКИ ГАЗОРАСРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ БЕЗ СТРАВЛИВАНИЯ В АТМОСФЕРУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ РАБОТ. . . . .	159

Мингайлов А.В.	ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИУРЕТАНОВОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ «РПУ-1001». . . . .	163
Найманбаев Ф.Ж., Ислямов И.Ш.	ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕВЫХ ТРУБ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ГАЗА. . . . .	164
Неклюдов Д.А.	МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГПА 10-01 В УСЛОВИЯХ КС «КОЖУРЛИНСКАЯ» . . . . .	168
Перков И.Е.	ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ. . . . .	174
Пягай А.Л.	СОВРЕМЕННАЯ ОТЕЧЕСТВЕННАЯ КЛЕЕВАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ЗАВОДСКОЙ ТРЕХСЛОЙНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ АТИ-06 . . . . .	180
Рафальский А.С.	ПРИБОР ДЛЯ КОРРОЗИОННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ КАТОДНИК-1 . . . . .	185
Сыпченко В.С., Мамонтов А.П., Тюрин Ю.И., Никитенков Н.Н.	ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОДОРОДНОГО ОХРУПЧИВАНИЯ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ . . . . .	189
Тихонова Т.В.	ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ДРЕНАЖНОЙ ЛИНИИ ГАЗОПРОВОДА В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРРОЗИИ . . . . .	194
Чагирев А.С., Ямкин А.В.	РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ КОНТРОЛЯ ЗАЩИТНОГО ПОТЕНЦИАЛА ГАЗОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕЗЭЛЕКТРОЛИТНОГО ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ СЭС . . . . .	198
Чирков С.А.	ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА . . . . .	202

### СЕКЦИЯ 3

#### ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Анопов Д.Е.	НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ЛАЗЕРНОЙ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ (ЛДС) ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДА . . . . .	206
Гарбуз К.Н.	ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СВАРОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НА ГЛУБИНАХ ДО 30 МЕТРОВ. . . . .	211
Глухенький Р.Е.	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ . . . . .	216
Гончаров А.С.	ОРГАНИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ МГ . . . . .	221
Дементьев В.Ю.	ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ. . . . .	225
Дякин Д.В., Тимохин Д.А.	АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕХОДЕ ЧЕРЕЗ МАЛЫЕ РЕКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВЫХ ВСТАВОК (СПОСОБ «КРИВЫХ ВСТАВОК»). . . . .	231
Жданова М.П.	ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ . . . . .	237
Жилин А.В.	РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СРЕДСТВ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ . . . . .	241
Жилина А.С.	РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ МАШИН . . . . .	246
Колотов Ф.А.	ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПРОХОЖДЕНИЯ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА . . . . .	251

Морозов М.Н.	СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ. . . . .	256
Нагорный А.В.	СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ . . . . .	261
Новиков В.А.	ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАГНИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГРС . . . . .	266
Понедельников А.М.	ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ . . . . .	272
Разгуляев Н.П.	ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РЕМОНТНЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ МУФТ РСМ ДЛЯ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ . . . . .	275
Слюсарев М.В., Слюсарева О.Ф.	РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА ПОСРЕДСТВОМ КОНТАКТНОГО ДЕФОРМИРОВАНИЯ. . . . .	281
Солдатов А.И., Селезнев А.И., Квасников К.Г., Солдатов А.А., Потапенко А.А.	МНОГОКАНАЛЬНАЯ УЛЬТРАЗВУКОВАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТОВ . . . . .	287
Стародубов Д.А.	ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ . . . .	291
Устинов Д.В.	ПРИМЕНЕНИЕ СКАНЕР-ДЕФЕКТОСКОПОВ МАГНИТНОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ВНУТРИПОЛОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА . . . . .	294
Филиппов А.А.	РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВА АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТРАССЕ ГАЗОПРОВОДА . . . . .	298



Штейгер М.А.	ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «КОВЫКТА – САЯНСК – ИРКУТСК» В ЗОНАХ АКТИВНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ НА БАЗЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ВСТАВОК. . . . .	301
--------------	---	-----

#### СЕКЦИЯ 4

#### АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ПРОИЗВОДСТВ

Антралов К.В.	СХЕМА-ТРЕНАЖЁР ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ЭГПА – 12500 . . . . .	306
Аюпов Э.Ф.	ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМЫ ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «САХАЛИН – ХАБАРОВСК – ВЛАДИВОСТОК» НА БАЗЕ СТН-3000 . . . . .	312
Бугров Е.В., Одышев Н.Г.	ПРИМЕНЕНИЕ САД/САЕ СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ОБЩЕСТВА . . . . .	316
Гейцан В.Б., Селиванов А.А., Шуваев Д.А.	ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛЧ МГ . . . . .	321
Демин И.С.	АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ БЛОКОМ ЦИКЛОННЫХ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЕЙ НА ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ. . . . .	326
Донских И.В.	РАБОТА ПОСРЕДСТВОМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ . . . . .	328
Зяблицкий А.В.	АЛГОРИТМ ПЕРЕДАЧИ, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И СИСТЕМАТИЗАЦИИ ПОТОКОВ ПОСТУПАЮЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ В ДИСПЕЧЕРСКУЮ СЛУЖБУ АЛТАЙСКОГО ЛПУМГ. . . . .	332
Калиниченко М.И., Сайботалов Р.Т.	ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ КОНТОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ. . . . .	337
Коппа А.Ю.	КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС . . . . .	342

Курико М.В.	ОРГАНИЗАЦИЯ, ПРОГРАММНОЕ И АППАРАТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ, ИХ ХРАНЕНИЕ И ОБРАБОТКА С УЗЛА УЧЕТА ГАЗА КС «ОМСКАЯ», КОТЕЛЬНОЙ КС «ОМСКАЯ» . . . . .	346
Лукашов М.С.	ИНТЕГРАЦИЯ ГИС АБАТСКАЯ ИШИМСКОГО ЛПУМГ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ СУРГУТ» В СУЩЕСТВУЮЩУЮ СИСТЕМУ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ОМСКОГО ЛПУМГ . . . . .	355
Матвеев К.Ф.	ЭЛЕКТРОПРИВОД С ЭНЕРГОАККУМУЛЯТОРОМ ДЛЯ ШАРОВОГО КРАНА . . . . .	359
Мусрепов Е.А.	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗРА КС, СЛТМ . . . . .	364
Пупков М.С.	АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС . . . . .	369
Росликов Г.А.	РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ КАЛИБРОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АСУТП С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ ОРС. . . . .	373
Сартаков Е.В.	АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПЕРЕХОДАХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ . . . . .	378
Тутов И.А.	РЕСУРСОЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ. . . . .	382
Хажиахметов В.Н.	ИМПУЛЬСНЫЙ РЕЖИМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ВЫХОДНОГО ДАВЛЕНИЯ ГРС ПРИ МАЛЫХ РАСХОДАХ ГАЗА. . . . .	387
Шлак Г.В., Елисеенко А.Г.	МАЛОЛЮДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС-3 г. ТОМСКА. . . . .	389

## **СЕКЦИЯ 1**

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

**Блохина О.Л., Хасенова Д.Ф., Давыдова А.Е.**  
*Студенты, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

На сегодняшний день запасы углеводородов в Арктическом бассейне, по некоторым оценкам, достигают 200 миллиардов баррелей в нефтяном эквиваленте. Это означает, что Арктика может содержать более четверти еще не разведанных мировых запасов углеводородного сырья. В тоже время работа над проектами нефтегазовых объектов в арктических морях требует в обязательном порядке обновление имеющейся нормативно-технической документации по проектированию подводных сооружений, принимающей во внимание дополнительные риски с учетом арктических условий: низких температур, ледовой обстановки, обледенение, больших расстояний, продолжительного темного времени суток и т. д.

Таким образом, основной целью исследования является предоставление подробной информации о принципах проектирования подводных трубопроводов для дальнейшего ее использования при обновлении соответствующей документации. В качестве объекта исследования были выбраны месторождения Баренцева моря, в частности, Штокмановское газоконденсатное месторождение.

Для реализации поставленной цели будут решены следующие задачи:

1. исследование состояния окружающей среды в Баренцевом море [1–4];
2. разработка соответствующих технических решений в этих условиях в соответствии с российским и норвежским стандартами [5–7];
3. сравнение результатов с использованием вычислительных методов российских и норвежских стандартов.

При проектировании и строительстве гидротехнических сооружений для арктических шельфов должен учитываться большой комплекс факторов, характеризующих естественные условия, а именно гидрологические, метеорологические, гидрографические, геологические, геоморфологические и другие условия. Каждый район шельфа характеризуется определенными природными условиями, весь комплекс которых составляет естественный режим района. Полученные результаты исследования были разделены на две группы: положительные и отрицательные – и представлены в таблице 1.

Таблица 1. Природные и другие внешние факторы, влияющие на проектирование и строительство трубопровода

Положительные	Отрицательные
<ul style="list-style-type: none"> <li>• относительно мелкая глубина воды (0-340);</li> <li>• в основном ровный, сглаженный рельеф дна вдоль трассы трубопровода;</li> <li>• ровная береговая линия.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• неустойчивые и мягкие донные отложения (в основном, илы и глины);</li> <li>• несколько потенциально опасных участков вдоль трассы трубопровода (на границах литосферных плит);</li> <li>• высокая скорость поверхностных (0,9 м/с) и донных (0,3 м/с) течений;</li> <li>• высокая вероятность возникновения бури (средняя высота волны 5-10 м, максимальная высота волн достигает 27 м);</li> <li>• высокая коррозионная активность почвы и воды (низкий рН и соленость воды, высокое содержание кислорода);</li> <li>• неблагоприятные ледовые условия (экзарация дна торосистыми образованиями, замерзание мелководных участков, оледенение почвы);</li> <li>• зона интенсивного судоходства (возможно повреждение трубопровода якорем в прибрежной зоне);</li> <li>• относительно опасная сейсмическая зона (магнитуда возможных землетрясений 4-7).</li> </ul>

Вторая часть исследования посвящена разработке соответствующих технических решений в соответствии с российским и норвежским стандартами. А именно: со стороны Норвегии – DNV-OS-F101 «Подводные трубопроводы», и России – ВН 39-1.9-005-98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода».

Ключевой момент при проектировании трубопровода является расчет толщины стенки трубы. Данный расчет как со стороны норвежского, так и российского стандартов, основывается на определении допустимых нагрузок со стороны внутреннего давления (прочность на разрыв). Также необходимо проверить: устойчивость стенки трубопровода под воздействием внешнего гидростатического давления, условия распространения смятия при давлении, превышающем критическое значение наружного гидростатического давления. Формулы и результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2. Сравнение технических решений в соответствии с российским и норвежским стандартами

Параметры сравнения	Норвегия	Россия
Метод определения устойчивости стенки трубопровода к воздействию внутреннего давления	$\Delta p \leq \frac{p_b(x)}{\gamma_{SC} \cdot \gamma_m}$ (см. DNV-OS-F101 «Подводные трубопроводы» п.5 D200, стр.46)	$\delta_{\min} \geq \frac{m \cdot \Delta p \cdot D_n}{2k\sigma_t}$ (see ВН 39-1.9-005-98 п.5, стр.13)
Минимальная толщина стенки трубопровода, мм	20,2 (плюс припуск на коррозию и заводской допуск на толщину)	24,2 (плюс припуск на коррозию и заводской допуск на толщину)
Метод определения устойчивости стенки трубопровода (только под воздействием внешнего гидростатического давления)	$(p_c - p_e)(p_c^2 + p_y^2) = p_c \cdot p_e \cdot p_y \cdot f_0 \frac{D_n}{\delta}$ (см. DNV-OS-F101 «Подводные трубопроводы» п.5 D400, стр.46)	$p_c = \frac{p_e \cdot p_y}{\sqrt{p_e^2 + p_y^2}}$ (см ВН 39-1.9-005-98 п.6, стр.15)
Максимальная глубина заглубления трубопровода, м	1721,2	409,7
Метод определения условий, характеризующих распространение возникшего смятия трубы	$p_b = 35 \cdot \frac{\sigma_t \cdot \alpha_{fab}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} \left( \frac{\delta}{D_n} \right)^{2,5}$ (см. DNV-OS-F101 «Подводные трубопроводы» п.5 D500, стр.47)	$p_b = 24\sigma_t \left( \frac{\delta}{D_n} \right)^{2,4}$ (см. ВН 39-1.9-005-98 п.6, стр.16)
Критическая глубина, ниже которой необходима установка ограничителей смятия, м	174,4	122,9

Еще один важный этап при проектировании – расчет на устойчивость трубопровода против всплытия. DNV-OS-F101 не регулирует методологии расчета, но

рекомендует минимальные требования к характеристикам бетонного покрытия (см. DNV-OS-F101 п.9 C200, стр.102). Что касается российского стандарта, ситуация выглядит противоположным образом: отражена методика расчета, однако без минимальных требований. Принимая плотность бетона  $4000 \text{ кг/м}^3$ , согласно ВН 39-1.9-005-98, толщина бетонного покрытия в данном случае должна быть 59 мм.

Как известно, материалы в конструкциях сооружений полярного шельфа подвергаются агрессивному воздействию морской среды, особенно разрушительному в зоне переменного уровня воды.

Таким образом, при проектировании морской трубопроводной системы должны быть учтены риски нанесения повреждения рыболовецкими травами, якорями судов, затонувшими предметами и т. д. Протаскивание якоря относится к случайным нагрузкам, которые воздействуют на трубопровод при аномальных и внеплановых условиях. В соответствии с DNV-OS-F101, схема расположения якорей должен быть определена заранее для каждого судна в отдельности. Для различных участков трубопровода должны быть представлены разные варианты расположения якорей, однако минимальное расстояние должно быть 500 м от трубопровода. Согласно российскому стандарту ВН 39-1.9-005-98, трубопровод должен быть заложен достаточно глубоко на морском дне, чтобы предотвратить его повреждение якорями. Величина заглупления колеблется от 1 м на всем участке трубопровода до 2 м в прибрежной зоне.

В районах, где лед может образовываться или плыть по течению, необходимо рассматривать возможные ледовые нагрузки на трубопровод. Такие нагрузки могут возникать по причине как обледенения самого трубопровода, так и плавающего на поверхности льда. DNV-OS-F101 величину заглупления не регламентирует в отличие от российского стандарта, согласно которому трубопровод должен быть заглуплен на метр ниже, чем максимальная глубина ледовой экзарации.

При проектировании важно помнить, что трасса рассматриваемого трубопровода проходит в относительно опасной сейсмической зоне. В соответствии с DNV-OS-F101, нагрузки от возможных землетрясений могут быть случайными или нагрузками от воздействия факторов окружающей среды. В случае, если данные нагрузки отнесены к случайным, необходимо убедиться, что полная вероятность отказа не превышает заданного значения вероятности появления событий:

$\sum P_{f/Di} \cdot P_{Di} \leq P_{f,t}$  (см. DNV-OS-F101 п. 5 D1200, стр. 51). Класс безопасности будет высоким, если заданное значение вероятности отказа будет равно  $10^{-5}$ , т. е.

$P_{f,t} = 10^{-5}$ . Полная вероятность отказа от случайных нагрузок может быть выражена как сумма произведений вероятностей появления  $i$ -го повреждения, то есть  $P_{Di} = 10^{-3}$  и условной вероятности появления повреждения в зависимость от этого события,  $P_{f/Di} = 10^{-5}$ . В результате  $10^{-8} \leq 10^{-5}$ , и, следовательно, полная вероятность отказа соответствует допустимым значениями.

Что касается коррозионных процессов в Баренцевом море, они, как правило, протекают по электрохимическому механизму преимущественно с кислородной деполяризацией. Согласно российскому и норвежскому стандартам, риск развития коррозии может быть снижен использованием антикоррозионных покрытий (трех-

слоистых эпокси-полиэтиленовых ЗЛРЕ или эпокси-полипропиленовых ЗЛРР покрытий) в сочетании с катодной защитой. Кроме того, если участки трубопровода характеризуются высокими темпами коррозии, возможно, добавлять к номинальной толщине стенки трубопровода допуски на внутреннюю коррозию (1,5-3 мм). В свою очередь, катодная защита должна обеспечивать поддержание защитного поляризационного потенциала конструкции «труба – морская вода» (или «труба – осадочные отложения») в пределах от -0,80 до -1,1 по хлорсеребряному электроду сравнения.

Таким образом, в ходе научно-исследовательской работы, выяснено, что норвежские и российские стандарты используют при расчетах аналогичные концепции, но различные поправочные коэффициенты. Однако, учитывая тот факт, что значения этих коэффициентов найдены эмпирическим путем и Норвегией имеет большой опыта в строительстве и проектировании подводных трубопроводов, норвежский стандарт можно рассматривать как более подробный по сравнению с российским.

### Литература

1. Иванец Д. В. Разработка методов выбора перспективных технологий строительства морских трубопроводов на шельфе Арктических морей: Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: 05.15.13 / Иванец Денис Викторович; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина. – М., 2000. – 25 с.
2. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. Ведомственные нормы ВН 39-1.9-005-98. М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 32 с.
3. Официальный сайт компании «Shtokman Development AG». – Режим доступа: <http://www.shtokman.ru>; (дата обращения 21.05.12).
4. Официальный сайт ФГБУ «Арктический и антарктический научно-исследовательский институт» (ФГБУ «ААНИИ») – Режим доступа: <http://www.aari.nw.ru>; (дата обращения 21.05.12).
5. Arild Moe, Lars Rowe. Petroleum Activity in the Russian Barents Sea. – Fridtjof Nansen Institute, September 2008. – 34 p.; – Режим доступа: <http://www.fni.no/doc&pdf/FNI-R0708.pdf>; (дата обращения 21.05.12).
6. Offshore Standard DNV OS-F101: Submarine Pipeline Systems. – Det Norske Veritas, October 2010. – 238 p.
7. Offshore Standard DNV OS A-101: Safety Principles and Arrangements. – Det Norske Veritas, April 2011. – 50 p.



## **ФОРМИРОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ПАСПОРТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**Глаголь Е.М.**

*Руководитель группы технического сопровождения производства,  
Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

**Шульгин Р.С.**

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

На современном этапе развития ОАО «Газпром» происходит повышение требований к надежности, безопасности и экономической эффективности при эксплуатации магистральных газопроводов. К работам по обеспечению надежности и безопасности транспорта газа привлекается большое количество предприятий и специалистов, которым для успешного выполнения своих производственных задач требуется информация о конструкции и фактическом техническом состоянии объектов магистральных газопроводов.

В результате осуществления программы по реконструкции основных объектов газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Томск» (далее – Общество), реализации инвестиционных проектов ОАО «Газпром» в зоне ответственности Общества кратно увеличивается объем технической, паспортной, эксплуатационной и диагностической информации, с которой сталкиваются в своей ежедневной работе производственные службы филиалов Общества. Оперативная обработка и использование накапливаемой информации без применения информационных технологий все более усложняется.

На основании вышеизложенного необходимо отметить, что в Обществе существует потребность в совершенствовании следующих процессов:

### **При эксплуатации магистральных газопроводов**

- оперативный сбор и обработка достоверной информации по участку (участкам) магистральных газопроводов или трубопроводов технологических обвязок КС, АГНКС, ГРС и т. д.;
- хранение архивных данных в филиалах Общества (исполнительная документация, результаты диагностики, информация о выполненных ремонтах и т. д.).

### **При строительстве магистральных газопроводов**

- осуществление технического надзора при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов Общества. По данному процессу необходимо пояснить, что технология подготовки исполнительной документации в виде комплектов документов на электронных и бумажных носителях, которая применяется в настоящее время при осуществлении строительства, реконструкций и ремонте МГ, уже не удовлетворяет текущим и перспективным потребностям ОАО «Газпром», так как не позволяет в полной мере использовать современ-

ные информационные технологии для хранения, поиска и использования содержащейся в ней информации [1].

Следовательно, для организации системной и эффективной работы производственных служб Общества очевидна потребность в разработке и внедрении электронного технического паспорта газотранспортной системы Общества (далее – ЭТП).

Наиболее перспективным является применение для сбора, хранения и дальнейшего использования информации по объектам МГ баз данных с унифицированной структурой, с целью обеспечения возможности всем специалистам производственных служб филиалов Общества работать с едиными данными о конструкции, параметрах и техническом состоянии МГ в течение полного жизненного цикла объекта, от проектирования и строительства вплоть до его консервации и утилизации. С этой точки зрения ЭТП по трубопроводным системам дает в руки специалистам унифицированную схему описания конструкции, параметров и технического состояния основных объектов газотранспортной системы, применение которой позволит повысить качество, совместимость и эффективность использования собираемой информации в соответствии с текущими и вновь возникающими производственными потребностями Общества [2].

Технология формирования ЭТП (пример на рисунке 1) магистральных трубопроводов, которые представляют собой очень протяженные линейные инженерные сооружения, обладает рядом существенных особенностей. С одной стороны, подготовка исполнительной документации, контроль соответствия чертежам и точности геометрических параметров являются стандартной инженерной практикой и выполняются в соответствии со строительными нормами и правилами, в частности в соответствии с требованиями ВСН 012-88 «Строительство магистральных и про-

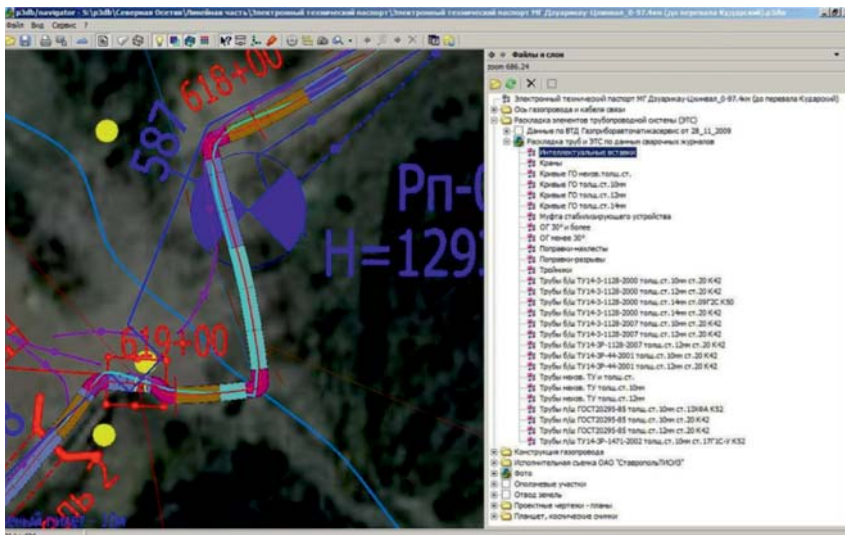


Рис. 1. Участок ЛЧ в ЭТП по данным сварочного журнала



провода, характеристики элементов трубопроводной системы, данные о дефектах элементов трубопровода;

- повышается качество, количество и регулярность получения информации (при соответствующем подходе к ведению электронного паспорта) (пример на рис. 3);

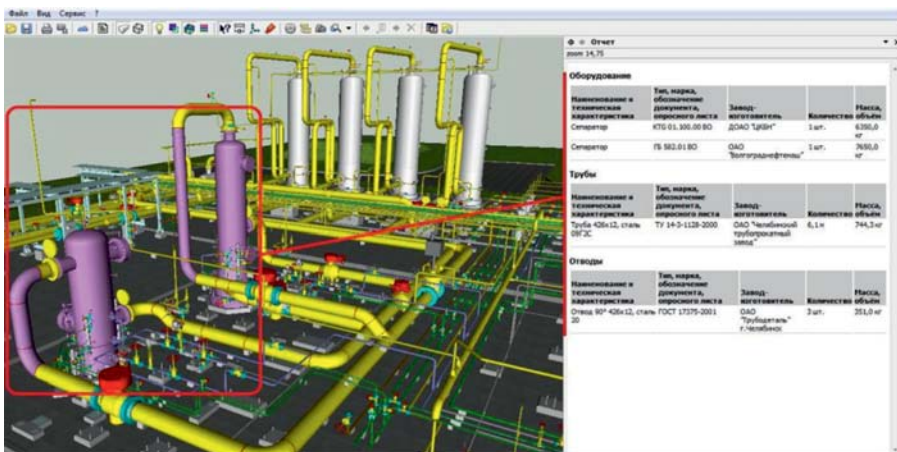


Рис. 3. Установка осушки газа. Пример автоматического формирования спецификаций на выбранные элементы

- уменьшаются риски за счет применения единых типов данных.

Необходимо отметить, что в ОАО «Газпром» проводится работа по внедрению электронного технического паспорта, а именно:

1. Введены в действие следующие нормативно-технические документы (далее – НТД):

- СТО Р Газпром 2-2.1-160-2007. Москва 2007 «Открытая стандартная модель данных по трубопроводным системам»;
- СТО Р Газпром 2-2.1-161-2007. Москва 2007 «Методические указания по составлению электронной исполнительной документации «как-построено» на магистральные газопроводы».

Вышеназванные НТД определяют порядок, в соответствии с которым дочерним предприятиям ОАО «Газпром» и их подрядчикам рекомендуется собирать, систематизировать и хранить технические данные об объектах магистральных газопроводов в ходе их строительства и последующей эксплуатации.

2. 14.11.2012 проведено техническое совещание на тему применения многомерных информационно-технологических моделей для станционных и линейных объектов ОАО «Газпром» (под председательством начальника Департамента проектных работ ОАО «Газпром» А.Б. Скрибанюк). По результатам совещания необходимость в формировании и внедрении электронного технического паспорта в дочерних обществах получила всестороннюю поддержку. Намечен целый ряд мероприятий, в числе которых подготовка обращения на Председателя Правления

ОАО «Газпром» А.Б. Миллера о включении в план на 2013 год заявки на НИОКР по разработке СТО Газпром «Применение технологий трехмерного проектирования и геоинформационных технологий при проектировании объектов ОАО «Газпром»».

3. 08.08.2012 Кавказское управления ООО «Газпром газнадзор» выдало положительные рекомендации в адрес генерального директора ООО «Газпром газнадзор» по формированию электронного технического паспорта объекта строительства «КС Изобильный – Невиномыск» Ду – 1200 и протяженностью 98 км. Кавказское управления ООО «Газпром газнадзор» при строительстве данного объекта будет выполнять комплекс работ по техническому надзору.

В заключении необходимо подчеркнуть, что применение апробированных подходов по формированию электронного технического паспорта:

- обеспечит ведение единого централизованного архива всей технической, проектной, паспортной, эксплуатационной и диагностической информации объектов транспорта газа Общества;
- обеспечит сбор, хранение и анализ информации по результатам проведения диагностических работ;
- позволит моделировать ход СМР, включая осуществление мониторинга процесса строительства, реконструкции, демонтажа: оценивать соответствие построенного объекта проекту и принятым нормам, правилам и техническим условиям, увязывать и визуализировать все имеющиеся данные в информационной системе, мгновенно выявлять критические отклонения от графика строительства.

На основании всего вышеизложенного считаем целесообразным применение электронного технического паспорта магистральных газопроводов:

1. Заключение договора со специализированной организацией на формирование ЭТП КС Общества в рамках выполнения НИОКР. По результатам разработки и внедрения ЭТП на КС Общества принятие решения о формировании ЭТП остальных площадных объектов и объектов ЛЧ МГ с целью получения единого электронного технического паспорта газотранспортной системы Общества.

2. Заключение договора со специализированной организацией на формирование ЭТП при строительстве «Магистрального газопровода «Якутия – Хабаровск – Владивосток» с целью получения электронного технического паспорта перед запуском данного объекта в эксплуатацию.

### Литература

1. Открытая стандартная модель данных по трубопроводным системам. СТО Р Газпром 2-2.1-160-2007. Москва 2007.

2. Методические указания по составлению электронной исполнительной документации «как-построено» на магистральные газопроводы. СТО Р Газпром 2-2.1-161-2007. Москва 2007.

3. Ведомственные строительные нормы ВСН 012-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ. Часть I.

4. Ведомственные строительные нормы ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приёмка работ. Часть II.

5. Строительные нормы и правила Российской Федерации СНиП 3.01.03-84 геодезические работы в строительстве.

6. Геодезические картографические инструкции, нормы и правила ГКИНП-02-033-79 Инструкция по топографической съёмке в масштабах 1:5 000, 1:2 000, 1:1 000, 1:500.

## **ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ МОРСКОГО ПОДВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕГО УСТОЙЧИВОСТИ**

**Голубин С.И.**

*Заместитель начальника лаборатории,  
Инжиниринговый центр, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

**Николаев М.Л.**

*Научный сотрудник, Инжиниринговый центр, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

### **Введение**

Проект «Система МГ Бованенково – Ухта» является составной частью магистрального газопровода «Ямал – Европа», предназначенного для подачи природного газа с месторождений полуострова Ямал (Бованенковского и Харасавэйского) в газотранспортную сеть Центральной части России и далее в страны Западной Европы.

В административном отношении трасса подводного перехода проходит по территории Ямальского и Приуральского районов Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) Тюменской области.

Газопровод состоит из 2-х основных и 2-х резервных ниток трубопровода наружным диаметром 1219 мм, длиной чуть более 70 км каждая, толщина стенки 27 мм. Переход включает в себя сухопутные участки на Ямальском и Уральском берегу, а также подводный морской участок, идущий от п-ва Ямал (южнее залива Лыхы Паха, в районе впадения р. Яра-Яха в Байдарацкую губу) до выхода на берег, к северо-западу от о. Левдиев.

Расчетная производительность двух ниток подводного перехода составляет 68,5 млрд. м<sup>3</sup>/год. Рабочее давление в трубопроводе 11,8 МПа.

В результате комиссионного обследования состояния I нитки подводного перехода магистрального газопровода через Байдарацкую губу, проведенного 2010 году, были обнаружены неустойчивые участки. Связано это, прежде всего с характеристиками местного грунта использованного в качестве обратной засыпки из-за его способности к разжижению. Это обстоятельство приводит к неопределенности положения трубопровода в процессе эксплуатации. Таким образом, возникает проблема стабилизации газопровода в проектном положении.

Согласно СП 107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках» и ВСН 007–88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка» возможные способы обеспечения устойчивости трубопровода на проектных отметках разделяются на методы балластировки и закрепления. При этом если балластировка трубопровода применяется преимущественно для предотвращения всплытия трубопровода, то закрепление должно препятствовать перемещению в любом направлении. Однако необходимо отметить, что область применения указанных стандартов (болота, подводные переходы до 50 м) напрямую не затрагивает строит-



ельство газопроводов в морских акваториях, и описанные в них конструкции стабилизации трубопровода в проектном положении не могут быть применимы в условиях строительства трубопровода в морских акваториях. Также необходимо отметить, что СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (На основе DNV-OS-F101 «Морской стандарт. Подводные трубопроводные системы») и ВН 39- 1.9-005-98 «Нормы проектирования и строительства морского газопровода» не содержат конкретных технических решений по стабилизации трубопровода в проектном положении, а лишь регламентируют общие принципы оценки его устойчивости.

Из всего вышесказанного следует, что на данный момент в отечественной нормативной документации не описаны технические решения для стабилизации трубопровода прокладываемого в морских акваториях. Этот факт обусловлен уникальностью проектов морского строительства в отечественной практике.

Другой очевидной проблемой является тот факт, что в существующей практике проектирования при расчете балластировки газопроводов не достаточно учитывается разжижение обводненных сыпучих грунтов – процесс, в результате которого грунт ведёт себя не как твёрдое тело, а как жидкость (флюид), и в конечном итоге оказывает на вмещаемое тело выталкивающее воздействие.

Кроме этого, практика эксплуатации подводных переходов показывает, что на значительной части из них могут образовываться размывы участки – свободные пролеты. Возникновению свободных пролётов способствует, в частности, специфика геометрии подводного перехода магистрального газопровода.

Одним из основных способов по устранению нежелательного воздействия водного потока на размывтый подводный трубопровод является засыпка гравием или щебнем. Однако, недостатком этого способа устранения размыва является высокая стоимость и низкая эффективность работ. Кроме этого, пригрузение трубопровода щебеночным слоем значительной мощности в условиях наличия в основании больших участков из слабонесущих илов и глин, приведет к местной просадке трубопровода.

Учитывая все перечисленные факторы, для дополнительной стабилизации газопровода, уложенного на подводном переходе через Байдарацкую губу, было предложено техническое решение на основе металлической сетки, после укладки которой на трубопровод выполняется отсыпка щебня (рисунок 1).

Данное решение позволяет с одной стороны обеспечить отсутствие нагружения трубопровода в стабильном положении трубопровода. Это очень важно при наличии слабых грунтов основания. Всякое дополнительное нагружение приводит к неравномерной осадке трубопровода и появлению изгибных деформаций. В тоже время при движении участка трубопровода вверх под действием выталкивающей силы разжиженного грунта, сетка, пригруженная щебенкой, оказывает силовое сопротивление.

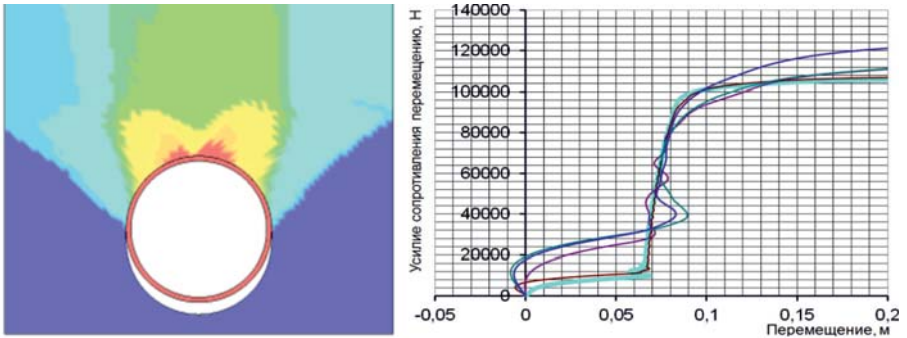
Характер и сила взаимодействия трубопровода и вмещающего грунта обратной засыпки были определены в результате построения числовой модели (рисунок 2).

Для обоснования толщины слоя щебня проведены расчеты удерживающего усилия при различной величине слоя щебня. Толщина слоя щебня менялась от 0,2 м до 0,6 м. Менялся также и коэффициент трения щебня о грунт обратной засыпки





**Рис. 1. Подготовленный испытательный стенд технического решения по стабилизации трубопровода**



**Рис. 2. Поле относительных перемещений грунта (слева). Графики усилие-перемещение для варианта применения металлической сетки пригруженной щебнем (справа)**

от 0,1 до 0,3 (в дальнейшем были проведены натурные испытания по определению коэффициента трения пригруженной сетки о грунт в воде, в результате которых было получено среднее значение коэффициента – 1,5).

Из графика видно, что максимальное удерживающее усилие достигает 10 т/пм, и фактически величина сопротивления до появления плоскостей сдвига слабо зависит от толщины слоя щебня и коэффициента трения в рассматриваемом диапазоне.

В конечном итоге численное моделирование показало, что применение металлической сетки в качестве распределителя удерживающего усилия при подъёме трубопровода на рядом лежащий грунт содержащий щебеночный слой фракции 60-80 мм толщиной от 0,3 м позволяет обеспечить для трубы условным диаметром 1400 мм удерживающее усилие в процессе эксплуатации не менее 5 т/пм. Важным моментом при этом является отсутствие дополнительного давления на трубопровод находящийся в стабильном положении.

Данное техническое решение позволяет существенно уменьшить объем завозимого щебня по сравнению с альтернативными вариантами почти в 9 раз до 1,5 м куб на 1 погонный метр и максимально эффективно использовать местный грунт для обратной засыпки.

С целью определения прочности металлической сетки, применяемой в техническом решении по стабилизации трубопровода, были проведены натурные испытания образца трубы с уложенной на него сеткой, пригруженной щебнем.

В ходе проведения стендовых испытаний было достигнуто максимальное значение на динамометре 15200 кг, что с учетом веса испытательного стенда равного 5472 кг, составляет 9728 кг нагрузки на сетку. Таким образом, достигнутое значение вдвое превышает необходимое значение прочности на разрыв, согласно СТУ «Проектирование и строительство подводного перехода через Байдарацкую губу системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. Ямало-Ненецкий автономный округ».

Остаточные деформации ячеек после проведения испытания распределились в интервале от -6,61 % до 8 % для каждого отдельного геометрического параметра ячейки, относительно их первоначальной длины. Однако, следует отметить, что деформации ячеек были зафиксированы только на некоторых участках полотна.

### Выводы

Результаты проведенных ранее исследований позволили подтвердить высокую способность к разжижению обратной засыпки на основании применения местных грунтов. Это обстоятельство приводит к риску выхода трубопровода подводного перехода из проектного положения с поднятием к поверхности дна. Это может привести к повреждению трубопровода ледяными образованиями, а также может стать причиной возникновения критических изгибных деформаций. Другой распространенной проблемой является размыв участков трубопровода вследствие переформирования профиля речного дна, эрозии грунта дна и другие.

Для решения этих проблем, было разработано специальное техническое решение на основе металлической сетки пригруженной щебнем.

Проведенные исследования доказали эффективность технического решения по обеспечению проектного положения подводного перехода через Байдарацкую губу СМГ Бованенково-Ухта на основе проволочной сетки двойного кручения при следующих условиях:

- максимальная интенсивность натяжения сетки при укладке на трубопровод должна составлять не более 782 Н/м;
- при укладке сетки на газопровод следует исключить возможность прямого электрического контакта металла сети с браслетным протектором газопровода.

Результаты проведенных испытаний также позволяют сделать следующие выводы:

- сетка отвечает требованиям СТУ «Проектирование и строительство подводного перехода через Байдарацкую губу системы магистральных газопроводов Бованенково – Ухта. Ямало-Ненецкий автономный округ» и имеет относительное

растяжение при нормированных нагрузках не более 5 %, а соединительные кольца не деформируются при данных нагрузках;

- при соблюдении требований ГОСТ 3282-74, ГОСТ Р 51285-99, а также при постоянном контроле производственного цикла изготовления и входном контроле покупных изделий срок службы сетки составит не менее 27 лет; при неблагоприятном сценарии разрушение отдельных проволок может начаться через 8 лет без значительного снижения функциональных свойств изделия в целом;
- механические нагрузки, возникающие при эксплуатации сетки (растягивающие и изгибающие циклические напряжения), не будут оказывать существенного влияния на коррозионные свойства сетки.

Применение данного технического решения, кроме долгосрочной экономической выгоды, связанной с уменьшением эксплуатационных затрат, также имеет преимущество на этапе проведения работ по стабилизации. Результаты числового моделирования свидетельствует о том, что количество грунта необходимого для стабилизации трубопровода с помощью металлической сетки пригруженной щебнем, в 9 раз меньше, чем при использовании альтернативных методов. При этом если учитывать явление сноса гравия течением воды эта цифра может быть увеличена.

## АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В СЕЙСМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ РЕГИОНАХ

Давыдова А.Е.

*Студент, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

На сегодняшний день трубопроводный транспорт сталкивается с проблемами промышленной безопасности, среди которых значительную роль играет геодинамическая безопасность, состоящая из многих факторов, анализ которых необходим для устранения повышенного развития деформаций. Наиболее сложной технической задачей является сооружение подземных газопроводов (по сравнению с надземными). Обусловлено это такими обстоятельствами, как: сильно затрудненный контроль текущего состояния, значительно сниженная возможность быстро выявить и ликвидировать порыв в трубе.

В Российской Федерации около 20 % территорий подвержено воздействию землетрясений интенсивностью более 7 баллов, более 5 % территорий – 8-9 баллов. К ним относят Северный Кавказ, Прибайкалье, Якутию, Сахалин, Камчатку и Курильские острова. Таким образом, перспективные регионы по запасам углеводородов и развитию трубопроводного транспорта расположены именно в сейсмически опасных зонах. Наглядными примерами сооружения в таких природных условиях являются проекты промышленной добычи газа на подготовленных к эксплуатации месторождениях шельфа о. Сахалин. В рамках проекта «Сахалин-2» предусмотрено поэтапное освоение Пильтун-Астохского нефтяного и Лунского газового месторождений. Оба месторождения расположены в 13-16 км от северо-восточного побережья острова Сахалин [2].

Изучение проекта «Сахалин-2» показывает, что остров находится на стыке евроазиатской и североамериканской тектонических плит и считается зоной высокой сейсмичности и большой потенциальной опасности землетрясений, где отмечается высокая активность процессов в земной коре (рис.1). Подземные участки трассы трубопровода «Сахалин-2» 55 раз пересекают 22 установленных специалистами активных разлома (наличие подвижек поверхности земли в течение последних 10000 лет) и 33 разлома, которые предполагаются неактивными. Трасса трубопровода пройдет по районам, где помимо прямого сейсмического воздействия отмечается тенденция к внезапным крупным смещениям грунта, которые могут быть спровоцированы землетрясениями. Это – оползни, сели, обрушения грунта.

В рамках научно-технической политики развития трубопроводного транспорта нефти, основанной на обеспечении надежности, долговечности и безопасности объектов при эксплуатации, инженеры провели расчеты.

Они пришли к выводу, что в погруженном в грунт состоянии, труба сможет выдержать смещение грунта всего на 2 фута в горизонтальном и вертикальном направлениях, при больших смещениях произойдет разрыв. Таким образом, применение надземной конструкции позволило бы свободное смещение трубы на 5 футов по вертикали и на 18 футов по горизонтали [1].

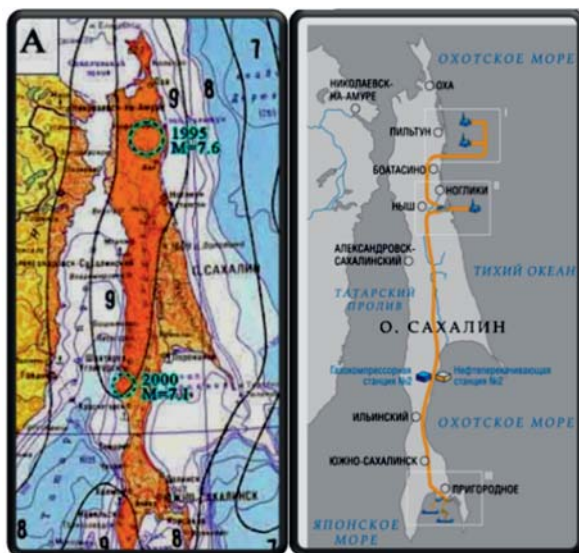


Рис. 1. Сравнение фрагмента карты для Сахалина и сопредельной территории, включая шельфы морей, с проектным планом прокладки трубопровода.

Несмотря на все недостатки метода подземной прокладки, он всё же используется и новые технологические решения разрабатываются. При строительстве трубопровода в рамках проекта Сахалин II/ Фаза II инновационным решением стало создание «специальных траншей», концепция которых основывается на положении о том, что при подвижках по разлому трубопровод должен поглощать движения, не подвергаясь избыточной деформации. Материал засыпки в траншеях вокруг трубы не должен ограничивать движение трубопровода при смещениях бортов разлома. Во избежание проникновения воды в траншеи трубопровода, были определены следующие решения:

- 1) Дренажные траншеи – заполненные песком или легким материалом засыпки (ЛМЗ). Предусмотрены на участках с водопроницаемым грунтом, подходящим для подземного отведения вод гидростатическим напором (в холодные месяцы).
- 2) Водонепроницаемые траншеи – заполненные песком или ЛМЗ. Данное решение представляет собой герметизацию путем обертывания траншеи геомембранами и сварки их между собой для обеспечения сухих условий внутри траншеи. Дренажный композит размещается до гидроизоляционной геомембраны с целью рассеивания давления воды на стенки траншеи и отвода воды в дренаж расположенный на дне траншеи (рис. 2) [5].

Кроме «прямых» методов обеспечения сейсмостойчивости, используются «ковенные», например, для определения напряжённо-деформированного состояния трубопровода в районе активных тектонических разломов устанавливаются «интеллектуальные вставки». Интеллектуальные вставки представляют собой комплект приборов, устанавливаемых в заводских условиях «на катушку» трубы для



Рис. 2. Водонепроницаемые траншеи

последующей врезки в трубопровод в местах прохождения трубопровода через активные разломы. Основные параметры и характеристики «интеллектуальной вставки»:

- максимальное рабочее давление  $P_{\text{раб}}$  до 14 МПа;
- номинальные диаметры DN 1067 и DN 1220;
- длина интеллектуальных вставок 1,5 метра;
- напряжение источника питания должно быть  $12 \pm 3$  В;
- сила тока потребляемого от источника питания должна быть не более 1,5 А;
- максимальная измеряемая относительная деформация тензодатчиков 3000 мкм/м (0,3 % единиц деформации). [4]

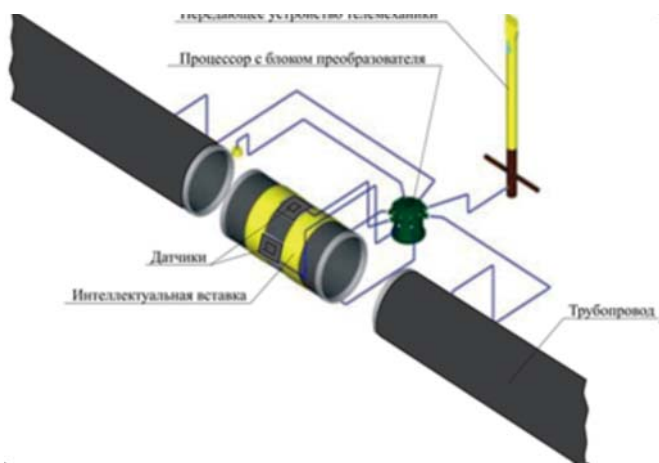


Рис. 3. Схема «интеллектуальной вставки»

Проанализировав современные подходы к сооружению магистральных трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных зонах, следует отметить, что основным недостатком существующих подходов к обеспечению надежности трубопроводного транспорта является регламентирование существующими норматив-

ными требованиями строительства площадочных объектов без учета особенностей строительства линейно протяженных объектов. Например, СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные трубопроводы» содержит общие требования к строительству трубопроводов (выдержки из СНиП 2.05.06-85\*), но отсутствуют расчеты.

Однако, согласно [3], для линейно-протяженных конструкций балочного типа, расположенных в грунте, продольную силу, и изгибающий момент  $M_k$  при прохождении волны  $k$ -го типа следует определять по формулам (1. 1) и (1. 2):

$$F_k = E \cdot F \cdot \frac{V_{\max}}{\alpha_k \cdot V_k} \leq F_t, \quad (1. 1)$$

$$M_k = E \cdot J \cdot \frac{a}{(\beta_k \cdot V_k)^2}, \quad (1.2)$$

где

$F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $m^2$ ;

$V_{\max}$  – максимальная скорость движения частиц грунта при землетрясении,  $m/c$ ;

$\alpha_k, \beta_k$  – коэффициенты;

$V_k$  – скорость распространения волны  $k$ -го типа;

$F_t$  – сила, передаваемая на конструкцию за счет трения грунта,  $H$ ;

$J$  – момент инерции поперечного сечения,  $m^4$ ;

$a$  – максимальное сейсмическое ускорение,  $m/c^2$ ;

Значение силы, передаваемой на конструкцию за счет трения грунта, следует определять как:

$$F_t = f_t \cdot \frac{\lambda_k}{4}, \quad (1. 3)$$

где

$f_t$  – сила трения между конструкцией и грунтом на единицу длины;

$\lambda_k$  – длина волны, определяемая по формуле:

$$\lambda_k = V_k \cdot T, \quad (1.4)$$

где

$T$  – преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива,  $c$ .

Вычислим силу трения между грунтом и трубопроводом, действующую на единицу длины трубопровода по формуле:

$$f_t = \frac{\pi \cdot D_n \cdot \gamma_{zp} \cdot \mu \cdot (1 \cdot k_0)}{2} \cdot h_0, \quad (1.5)$$

где

$\gamma_{zp}$  – удельный вес грунта,  $H/m^3$ ;



$k_0$  – калибровочный коэффициент;

$h_0$  – глубина заложения трубопровода, м;

Условие сейсмостойкости для газопровода выполняется, если:

$$F_k \leq F_t$$

Необходимо подчеркнуть, что при разработке проектов по строительству газопроводов необходимо не только рассчитать нагрузки и пределы устойчивости, но и проверить полученные данные с помощью программных продуктов, например Ansys.

В настоящее время, мировая энергетическая ситуация такова, что к 2050 году потребление энергии в мире должно удвоиться. Вследствие тенденции постепенного истощения ресурсов, а также существенного повышения их стоимости, прибегают к разработке месторождений в труднодоступных регионах со сложными природными условиями, такими как сейсмическая активность, а соответственно и сооружению трубопроводных систем в этих условиях. Как известно, этот процесс сопровождается рядом проблем, поэтому разработка новых методов обеспечения максимальной работоспособности, долговечности и надежности нефтепроводов является актуальным вопросом на сегодняшний день.

### Литература

1. Андреева, Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах [Электронный ресурс]/ – Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/razrabotka-metodiki-otsenki-nesushchei-sposobnosti-podzemnykh-magistralnykh-truboprovodov-v->
2. Надеин В.А., Иванцов О.М. Сахалинский трубопроводный меридиан // Трубопроводный транспорт, 2009, № 3, с.64.
3. НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций.
4. Рудаченко А.В. Исследование напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Учеб. – метод. пособие / Рудаченко А. В., Саруев А. Л. – Томск, 2011. – 136 с.
5. Seismic risk and onshore pipeline portion of Sakhalin Energy investment company's Sakhalin-II Phase 2 project: unanswered questions. – Moscow, 2004, 64 pages. [Электронный ресурс]/ – Режим доступа: [http://www.maccaferri.ru/main/projects/projects\\_history/sahalin\\_2](http://www.maccaferri.ru/main/projects/projects_history/sahalin_2)



## УСТАНОВКА ЗАВОДА ПО СЖИЖЕНИЮ ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА ГРС

Дзёма Т.Е.

*Инженер, Камчатское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Производство и использование в качестве энергоресурса **сжиженного природного газа (СПГ)** – одно из наиболее перспективных направлений мировой энергетики.

СПГ–технологии все заметнее теснят традиционный для России сегмент трубопроводных поставок. Сжиженный природный газ используется для газификации отдаленных от газопроводов коммунальных и промышленных потребителей в различных регионах страны, а также в качестве газомоторного топлива на транспорте.

**Сжиженный природный газ** – это обычный природный газ, охлажденный до температуры, при которой он принимает жидкий вид. Для хранения используются двустенные емкости с изолированными друг от друга стенками с целью сохранения холода.

**СПГ** на 95 – 99 % состоит из метана.

**Плотность СПГ** – 420 кг/м<sup>3</sup>.

**Температура кипения** – минус 158 – 163°С.

**СПГ без запаха**, бесцветен, не активен, химически не токсичен.

**Соотношение объемов газ / жидкость** – 600 / 1

По сравнению с трубопроводами СПГ-технологии имеют целый комплекс критически **важных преимуществ**.

1. СПГ может быть доставлен с любого завода по сжижению на любой регазификационный терминал.
2. Технология СПГ позволяет оперативно менять объемы производства и поставок газа в зависимости от рыночной конъюнктуры.
3. Возможность газификации отдалённых районов без трубопроводов.
4. Более высокая чистота продукта.
5. Отсутствие сосудов и агрегатов, работающих под высоким давлением.
6. Возможность получения СПГ на местах добычи и на ГРС без компрессорного оборудования.
7. Низкий удельный показатель массы оборудования к единице перевозимого газа.

8. Увеличение полезного коммерческого объёма в транспортных средствах.

**Технологии производства СПГ.**

Холодильный цикл и технологическая схема установки сжижения выбираются в зависимости от назначения установки и её производительности, состава сжижаемого ПГ и его давления, требований, предъявляемых к продукции. На выбор технологической схемы влияет также возможность применения того или иного типа оборудования.

Важнейшим показателем термодинамического совершенства цикла является величина удельного энергопотребления. От нее напрямую зависят расходуемая и

установленная мощность компрессорного оборудования, масса и габариты теплообменных аппаратов, а следовательно, капиталовложения и эксплуатационные затраты в эти установки.

В современных установках сжижения природного газа применяются технологические схемы, основанные на следующих основных циклах:

- холодильные циклы с дросселированием различных модификаций;
- детандерные холодильные циклы;
- каскадные холодильные циклы с чистыми хладагентами (классические каскадные циклы);
- однопоточные каскадные циклы с хладагентом, представляющим собой многокомпонентную смесь углеводородов и азота.

Часто в схемах сжижения используются различные комбинации, включающие элементы перечисленных выше циклов. Особое внимание, при выборе вариантов, уделяется, как правило, дроссельным циклам, учитывая их простоту и надежность.

В России, как стране с развитой сетью магистральных газопроводов, ресурсной базой создания малых производств СПГ являются многочисленные крупные и средние газораспределительные станции – ГРС.

Строительство на площадках ГРС мини заводов по производству СПГ и создание на их базе многоцелевых автогазонаполнительных станций позволяет создавать инфраструктуру, которая гибко и оперативно реагировала бы на изменение структуры потребления природного газа. При этом потребитель мог бы получать природный газ в наиболее удобном для себя виде:

- Компримированный природный газ (КПГ);
- СПГ для заправки автотранспорта;
- СПГ для отгрузки в транспортные цистерны и доставки его на энергетические объекты для последующего использования в качестве энергоносителя.

### **Установка мини завода по получению сжиженного газа за счет использования энергии перепада давления на газораспределительной станции**

Технология предназначена для непрерывного производства сжиженного природного газа с качеством, соответствующим ТУ 51-03-03-85 на газораспределительных станциях (ГРС) магистральных газопроводов. Установка работает за счет перепада давления имеющегося на ГРС с применением вихревой трубы для дополнительного охлаждения сжижаемого газа без использования внешних источников энергии.

На рис. 1 приведена технологическая схема мини завода для получения СПГ.

#### **Принцип работы**

1. Газ высокого давления из трубопровода, подключенного до входа в газораспределительную станцию, подается в установку сжижения, образуя прямой поток, который поступает в один из теплообменников-вымораживателей (ТОВ1/ТОВ2).

2. Проходя теплообменник-вымораживатель, газ прямого потока охлаждается и очищается от влаги и тяжелых углеводородов.

3. Проходя рекуперативный теплообменник (ТОР), газ прямого потока, продолжает охлаждаться.

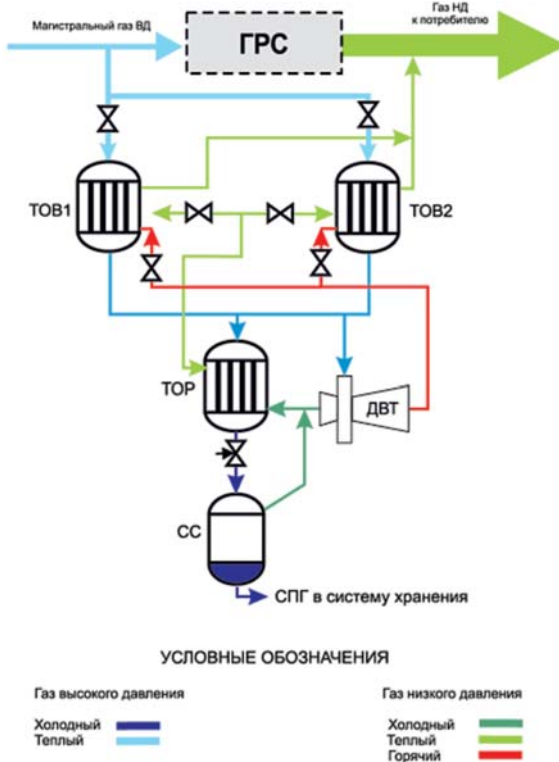


Рис. 1

4. Перед входом в сборник-сепаратор (СС) осуществляется дросселирование газа прямого потока до низкого давления и его частичное сжижение.

5. В сборнике-сепараторе происходит разделение жидкой и газообразной фаз.

6. Сжиженный природный газ из сборника-сепаратора сливается в хранилище, а холодный газ низкого давления выводится из установки через теплообменники, образуя обратный поток. За счет теплообмена с входящим газом прямого потока газ обратного потока нагревается.

7. В это время газ высокого давления поступающий в делящую вихревую трубу (ДВТ), разделяется на горячий и холодный потоки.

8. Холодный поток газа из вихревой трубы вводится в обратный поток газа низкого давления и дополнительно участвует в охлаждении газа высокого давления.

9. Горячий поток газа из вихревой трубы направляется на отопление отключенного теплообменника-вымораживателя (ТОВ2/ТОВ1).

10. За счет переключения теплообменников-вымораживателей обеспечивается непрерывный цикл производства сжиженного природного газа.

Полученный сжиженный природный газ подается на заправочные колонки, одна из которых служит для отгрузки СПГ в автоцистерны, а вторая – для заправки им баков автотранспорта.

Далее приведена структурная схема газификации населенных пунктов и обеспечение АЗС сжиженным природным газом (рис. 2).

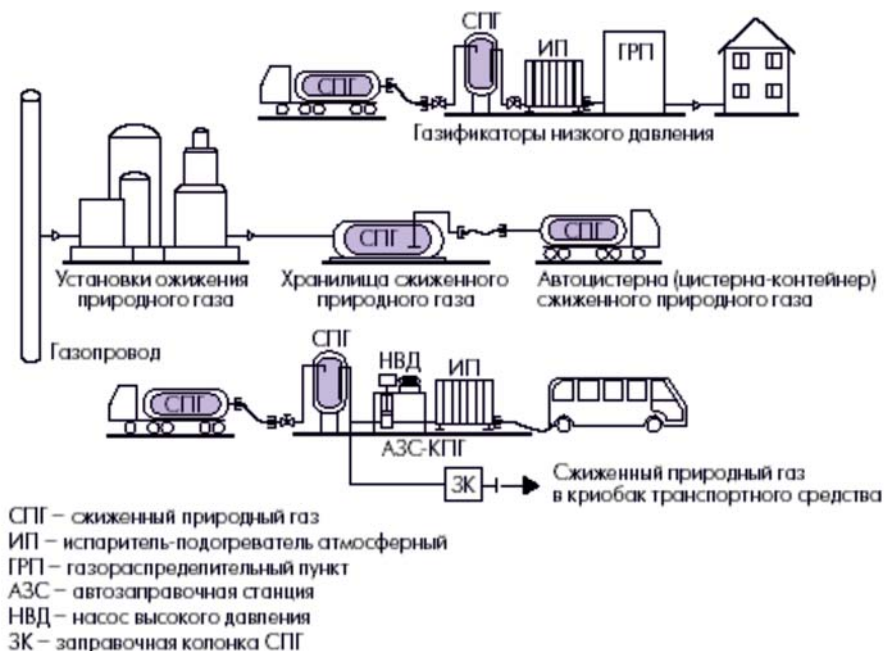


Рис. 2

**Достоинствами данного мини завода по производству СПГ является:**

1. Относительная простота схемы, минимальный объем осушаемого газа, поступающего в установку на сжижение, высокое качество СПГ, размещение установки практически на любой ГРС.

2. Себестоимость СПГ полученного по разработанной технологии, на 30–40 % ниже себестоимости СПГ, полученного на АГНКС, за счет уменьшения затрат на электроэнергию, на обслуживание компрессоров и электросилового оборудования, а также амортизационных отчислений.

3. Газификация объектов, удаленных от магистральных газопроводов на значительные расстояния.

## Секция 1.

### Проектирование, эксплуатация и обслуживание объектов магистрального газопровода

Для примера приведу строительство котельной в Староуткинске (Свердловская область), которая отапливает 17 многоквартирных домов, школу, больницу, детсад, досуговый центр и местную администрацию (рис. 3).



Рис. 3

Сжиженный природный газ доставляют в специальных криогенных емкостях (рис. 4).



Рис. 4

Общая стоимость проекта с учетом строительства котельных и реконструкции тепловых сетей составила 312 млн. рублей.

В Камчатском крае Мильковский район на один отопительный сезон тратит 150 млн. рублей на закупку угля для отапливания около 30 многоквартирных домов, двух школ, больницы, трех детских садов, досугового центра и администрации.

4. Улучшение экологической обстановки при использовании СПГ (низкое содержание вредных веществ в продуктах сгорания, которое в несколько раз ниже по сравнению с жидкими и твердыми ископаемыми топливами, что позволяет резко снизить вред, наносимый окружающей среде).

5. Получение прибыли от реализации СПГ.

6. Возможность создания запаса газа на крупных и мелких объектах (ТЭЦ, котельных), что позволит проводить плановые ремонты и аварийно-восстановительные работы на магистральном газопроводе одноконтурного исполнения без отключения от газа потребителя. Для хранения газа существуют криогенные емкости до 200 000 м<sup>3</sup>.

**Недостатками данного мини завода по производству СПГ являются:**

1. Отсутствие, в настоящее время, широкой сети заправочных станций.
2. Высокая стоимость криогенных баков и арматуры.

Подводя итог, хочется отметить, что компания ООО «Газпром трансгаз Томск» обладает значительным количеством ГРС, на которых редуцируемый газ бесполезно теряет свое давление. Использование практически бесплатной энергии перепада давления газа дает возможность получить сжиженный природный газ, с помощью которого можно газифицировать промышленные, социальные объекты и населенные пункты, не имеющие трубопроводного газоснабжения.

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПО ПАСПОРТИЗАЦИИ ДАННЫХ УЗЛОВ УЧЕТА ТОВАРНОГО ГАЗА

Ермолаева А.В.

*Студент, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

В настоящее время в системе ОАО «Газпром» в связи с вводом эксплуатацию форм сбора данных по техническим характеристикам узлов измерений расхода природного газа необходимо создание единой системы паспортизации узлов учета газа. Разработка электронного паспорта УИРГ необходима для формирования однотипных паспортов всех УИРГ, эксплуатируемых в ООО «Газпром Трансгаз Томск» с целью соблюдения требований СТО Газпром 5.32-2009 «Организация измерений природного газа», организации автоматического ведения баз данных ИСТС «Инфотех».

Данная система должна отвечать следующим требованиям:

- удобное заполнение направления «УИРГ» в ССД «Инфотех»;
- наличие приложения для аксонометрической проекции узла измерения расхода газа;

Для решения данной задачи в ОАО «Газпром Трансгаз Томск» решение задачи по паспортизации УИРГ предлагается путем создания связей между базой данной ОАО «Газпром Трансгаз Томск» УОРО МИКС и ССД «Инфотех».

Паспорт УИРГ должен включать следующие разделы:

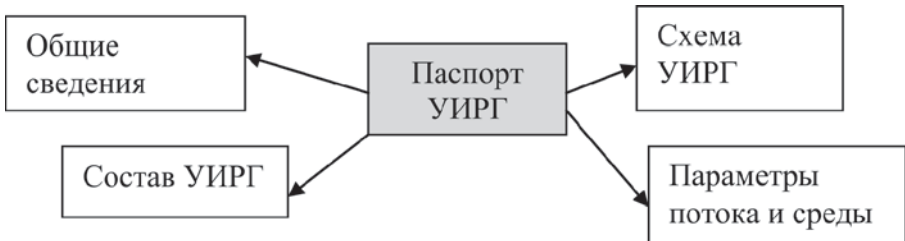


Рис. 1. Состав паспорта УИРГ

В разделе «Общие сведения» необходимо указывать:

- наименование УИРГ;
- объект, на котором размещен УИРГ;
- категория и класс УИРГ;
- дата ввода в эксплуатацию;
- организации-контрагенты;

Схема УИРГ должна быть представлена в двух «вариантах»:

- аксонометрическая схема УИРГ;
- структурная схема УИРГ;

Наибольшую сложность представляет собой разработка приложения для построения аксонометрической проекции узла измерения расхода газа. Так как стои-

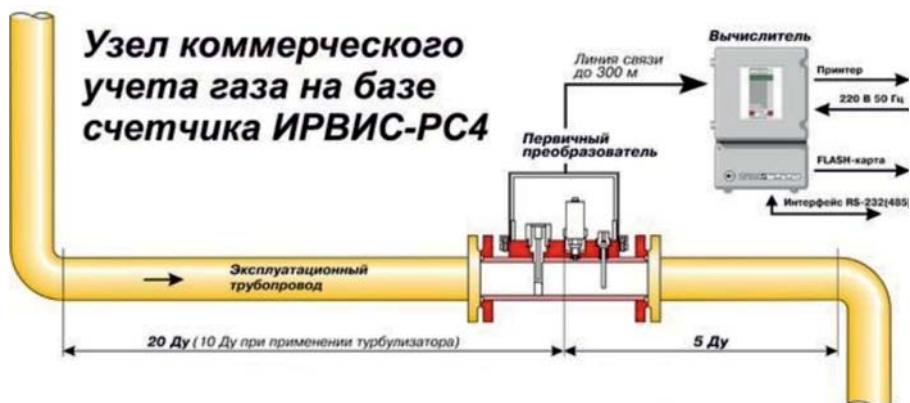


Рис. 2. Пример структурной схемы УИРГ

мость коммерческого ПО для построения аксонометрических проекций трубопроводов является достаточно высокой, то имеет место необходимость разработка собственного программного приложения на базе имеющейся САПР.

При разработке приложения для построения аксонометрической схемы возможен следующий «набор инструментов»:

Трубопровод	Отвод	Преобразователь расхода	Кран шаровый	Пробозаборное устройство
Манометр	Термометр	Преобразователь давления	Преобразователь температуры	

Таким образом, для решения задачи по паспортизации узла учета газа, необходимо связать две базы данных «Инфотех» и «УОРО МИКС» и разработать программные приложения для построения структурной и аксонометрической схем.

### Литература

1. СТО Газпром 5.32-2009. Организация измерений природного газа;
2. ГОСТ Р 8.615-2005. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа
3. СТО Газпром 5.37-2011. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром»



## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ РАЙОНОВ

Захаров Д.А.

*Магистрант, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

По данным Государственного научно-исследовательского института горной геомеханики и маркшейдерского дела (ВНИМИ, Санкт-Петербург), 80 % аварий на протяженных трассах (трубопроводов или железных дорог) происходит в зоне активных разломов земной коры [1]. На данный момент времени в практике трубопроводного строительства используются различные конструктивные решения по прокладке трубопроводов в сейсмических районах. В данной статье рассмотрено сооружение трубопроводов только подземным способом, т. к. данный способ наименее металлозатратный.

Основной задачей обеспечения сейсмостойкости трубопроводов является предотвращение повреждений конструкций, вызывающих нарушение режима их эксплуатации. Другими словами, трубопровод должен выдерживать воздействие проектного землетрясения (SLE) без или с минимальными перерывами в нормальной эксплуатации без необходимости проведения значительных ремонтных работ.

При подземной прокладке трубопровода на таких участках следует устраивать траншею с пологими откосами, а засыпку трубопровода производить крупнозернистым песком, торфом и т. п. Такой песчаный участок позволяет трубе деформироваться без превышения максимально допустимых значений деформаций.

Недостатки данного метода следующие:

- мелкий песок и торф смывается из траншеи потоками воды от ливневых дождей и весеннего паводка;
- применяемый для засыпки грунт не защищен от воды и, как следствие, в зимний период промерзает.

Это в конечном итоге приводит к ухудшению компенсационного и демпфирующего свойств данного способа прокладки.

Усовершенствованные методы предлагают при прокладке трубопровода использовать упругопластичные или упругодеформируемые элементы с шагом  $L$ , представляющие собой мешки или емкости, заполненные стружкой непрессованных стекловолоконистых материалов или пенопропиленовых, поролоновых и других упругопластичных материалов [2].

Другой подход предполагает использование в месте разлома специальной конфигурации траншеи с материалом-заменителем (например, таким, как пенопласт), размещаемым вокруг трубы (рис. 1). В месте пересечения разлома предусмотрена специальная траншея с материалами-заменителями. Здесь жесткость «грунта» в поперечном горизонтальном направлении зависит от толщины пенопласта, а также от поведения естественного грунта. Характеристики «грунта» при движении вверх определяются весом засыпки гравием и толщиной пенопласта. Толщина геотекстиля должна быть достаточна для того, чтобы отделить слой гравия от грунта стенок

траншеи. Геотекстиль предназначен для предотвращения образования крупного монолитного слоя грунта над трубопроводом, который способен помешать его поднятию во время землетрясения. В направлении вниз жесткость «грунта» зависит от кривой сжимаемости и толщины компостиrolа и, особенно, от поведения естественного грунта. И, наконец, реакция «грунта» в продольном направлении определяется свойствами песка, используемого в траншее [3].

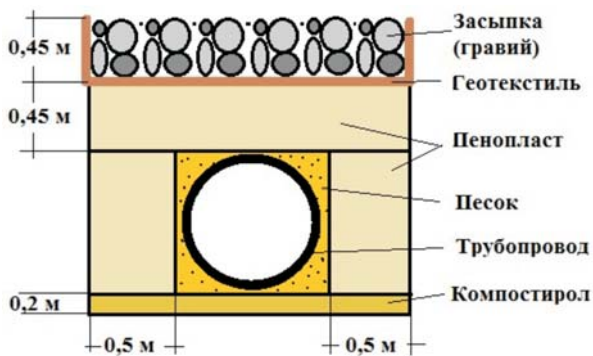


Рис. 1. Устройство специальной траншеи

Данный способ наиболее удачен в применении в виду его высокой демпфирующей способности. При сильных сдвиговых процессах большие деформации в массиве скальных пород относительно равномерно распределяются по деформируемому трубопроводу. Поэтому специальную траншею с материалами-заменителями устраивают довольно протяженной по сравнению с шириной разлома.

Таким образом, из множества видов скальных сейсмонарушений по характерным повторяющимся примерам выделен модельный случай с целью последующего, с учетом размерностей и величин смещений, вычисления физических показателей [4].

Параметры нарушений:

- ширина разлома с учетом переходного участка 3 м;
- смещение по вертикальной составляющей 1000 мм;
- смещение вдоль продольной оси трубопровода минус 500 мм;
- длина специальной траншеи 80 м

Параметры трубопровода:

- диаметр трубопровода  $D_y = 1220$  мм;
- толщина стенки  $t = 18$  мм;
- давление рабочее  $P_{раб} = 7,5$  МПа

Напряжения от сейсмических нагрузок в подземных трубопроводах определяются согласно СНиП 2.05.06-85 (2000) по формуле [5]:

$$\sigma_{mp} = \pm 0,04 m K_0 K_n \alpha_c E_{mp} T_0 C_p^{-1},$$

где

$m$  – коэффициент защемления трубопровода в грунте, для песка  $m = 0,5$ ;

$E_{mp}$  – модуль упругости материала трубопровода; для стального трубопровода  $E_{mp} = 2,06 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup>;

$K_0$  – коэффициент ответственности сооружения,  $K_0 = 2,25$ ;

$K_n$  – коэффициент повторяемости землетрясений,  $K_n = 0,9$ ;

$\alpha_c$  – сейсмическое ускорение,  $\alpha_c = 400$  см/с<sup>2</sup>;

$T_0$  – преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях. При отсутствии данных разрешается принимать  $T_0 = 1$  с;

$C_p$  – скорость распространения продольных сейсмических волн,  $C_p = 250$  м/с.

$$\sigma_{mp} = \pm 1335 \text{ кгс/см}^2 = 133,5 \text{ МПа}$$

Полученные величины напряжений от сейсмических воздействий должны учитываться как дополнительные статические при расчете трубопровода.

### Расчетная модель и граничные условия

Модель представляет собой участок подземного трубопровода, зажатый двумя массивами горной породы (Рис. 2). При этом модель симметрична относительно линии разлома, т. е. левая сторона трубопровода находится на стационарной части, правая – на подвижной. На подвижной стороне заданные сейсмические смещения по разлому прикладываются к свободным граням массива, имитирующих действие грунта.

На первой расчетной схеме, выполненной в программном комплексе ANSYS, между массивов находится участок трубопровода свободный от породы – область тектонического разлома (Рис. 3). Область деформированного грунта между подвижной и неподвижной сторонами разлома здесь моделируется путем задания переходного участка, на котором сейсмические смещения изменяются по линейному закону от принятого значения на подвижной стороне до нуля на неподвижной. Для рассматриваемого разлома длина переходного участка взята равной 5 м. Основными для данной трубопроводной системы являются нагрузки, обусловленные смещением по разлому, вызванным сейсмическими толчками.

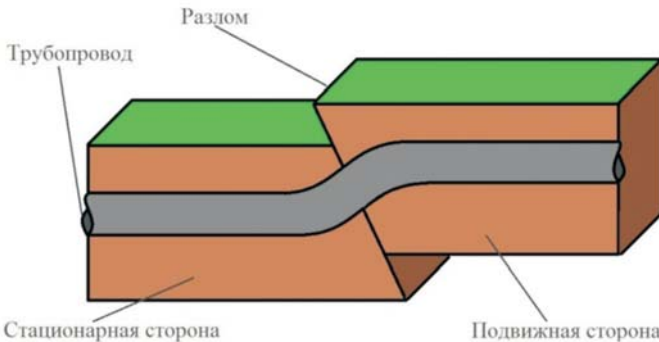


Рис. 2. Модель пересекающего разлом трубопровода

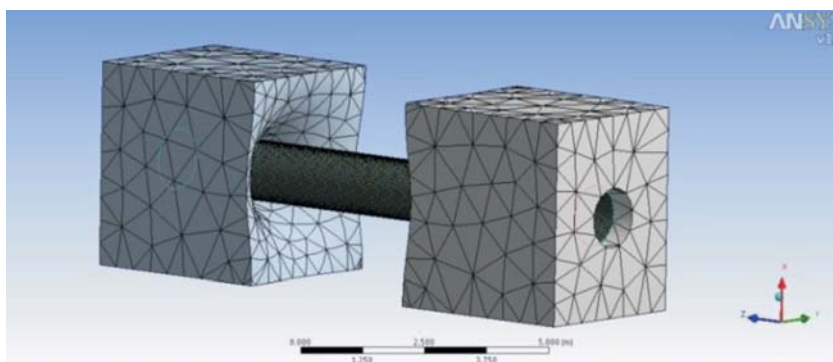


Рис. 3. 1-я расчетная модель трубопровода

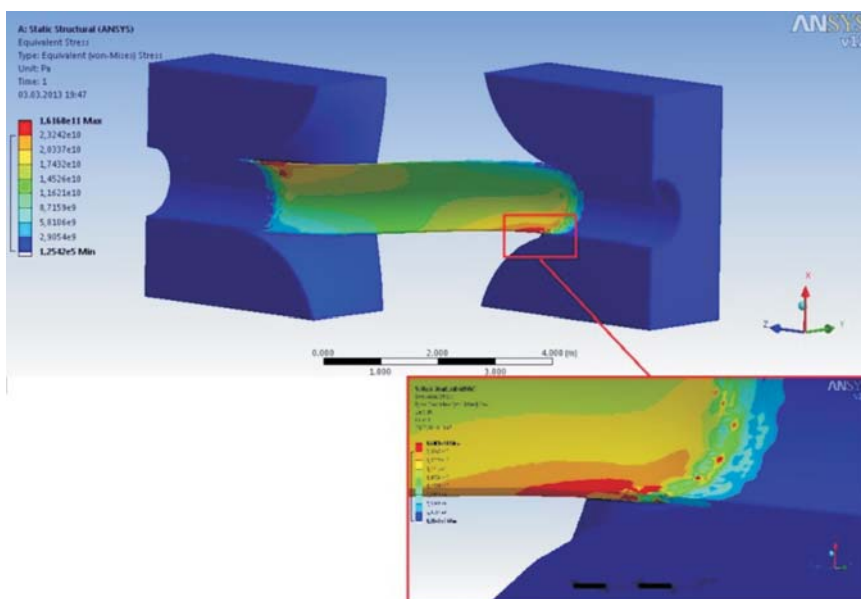


Рис. 4. Эквивалентные напряжения по Мизесу

Данная модель показывает напряжения в трубопроводе, проложенном в траншее без применения демпфирующих материалов-заменителей (рис. 4).

Другая же модель построена с учетом демпфирования окружающего трубопровод грунта. Это достигнуто в результате представления окружающего трубопровод материала (пенопласта, компостирила) в виде элементов пружин, замкнутых одним концом на трубопроводе, а вторым – на основном грунте траншеи (рис. 5).

Такая модель достаточно адекватно демонстрирует поведение и соответствующие напряжения трубопровода (рис. 6). Полученные значения напряжений на не-

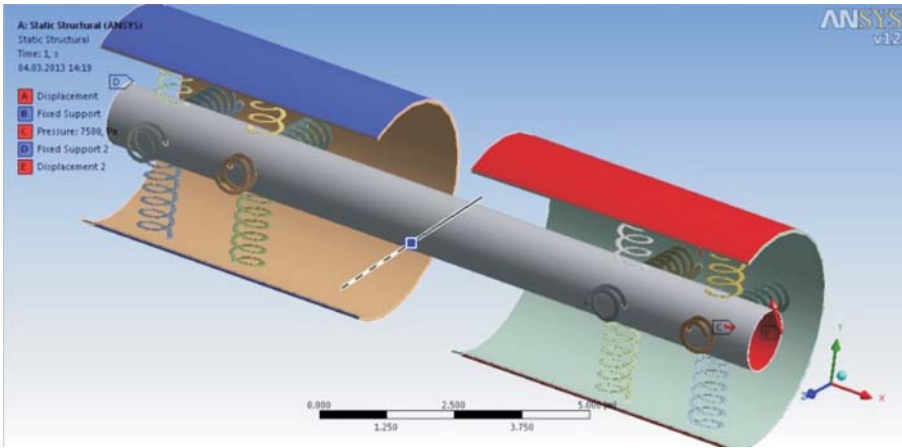


Рис. 5. 2-я расчетная модель трубопровода

скольких порядков ниже, чем аналогичные при расчете первой модели. Однако, все же такой постановки недостаточно для получения полностью адекватной картины, т. к. моделируемая часть трубопровода должна быть достаточно большой для того, чтобы граничные условия не имели значительного влияния на критическую область вблизи разлома. Учитывая это, длина модели должна составлять порядка нескольких сотен метров.

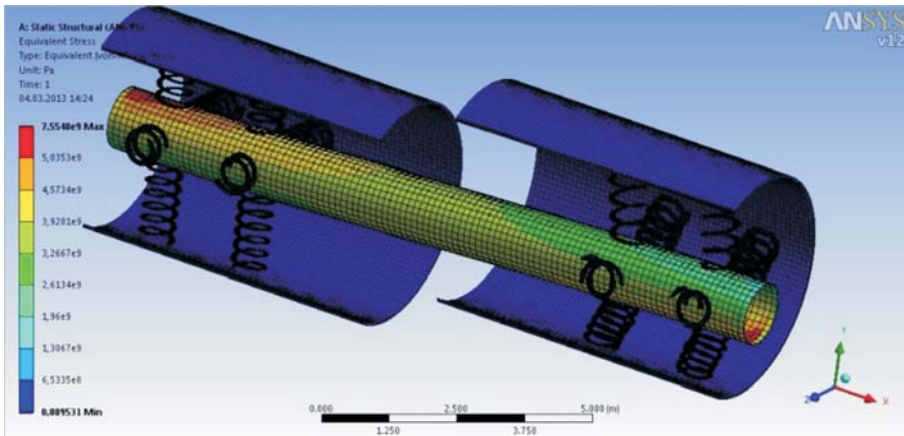


Рис. 6. Эквивалентные напряжения по Мизесу

### Литература

1. Давлетов М.И. Исследование процессов протекания аварий трубопроводного транспорта в условиях геодинамических надвигов и сдвигов земных блоков. // Дисс, Уфа – 2006. – 110 с.
2. Мустафин Ф.М., Шаммазов А.М. Способ прокладки трубопроводов в сейсмических районах: патент № 2447348, 25.03.2010.
3. Перов С.Н., Скворцов Ю.В, Аграфенин С.И. Оценка безопасности перехода подземного трубопровода через сейсмический разлом // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. – 2007. – № 2. – С. 141-150.
4. Родкин М.В., Никонов А.А., Шварев С.В. Оценка величин сейсмических воздействий по нарушениям и смещениям в скальных массивах // научное издание «ГЕОразрез». – 2009. – № 1 – 24 с.
5. СНиП 2.05.06-85 (2000) Магистральные трубопроводы.

## УНИВЕРСАЛЬНЫЕ СПОСОБЫ МАРКИРОВКИ И ТРАССИРОВКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Земнухов А.А.

*Оператор ГРС, Алтайское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В настоящее время магистральные газопроводы маркируются по следующей схеме: как правило, через каждый километр на подземный трубопровод устанавливают небольшой фрагмент такой же трубы «привязанный» к надземным знакам закрепления трассы газопровода на местности. При выполнении диагностических обследований внутритрубный снаряд, проходя участок газопровода, считывает утолщение стенки трубы и в итоге такие маркеры отображаются (своими координатами) в результатах ВТД. В последствие, по маркировочным координатам можно обнаружить фактическую координату дефектных труб.

Однако работники ЛПУМГ имеют возможность отслеживать место положения, и вычислять скорость движения этого снаряда, находясь только на специальных постах (крановых узлах, камерах приёма и запуска ВТУ). Этот метод дает относительно точную информацию при проведении ВТД.

Для повышения уровня эксплуатации газопроводов предлагаю при выполнении внутритрубной диагностики применить электронные маркера компании ЗАО «НПО «Спецнефтегаз». Использование данных маркеров позволит получать информацию в режиме реального времени о местонахождении снаряда его точной скорости по всей трассе газопровода. Это позволит совершать своевременные оперативные переключения ТПА направленные на поддержание постоянного скоростного режима снаряда дефектоскопа, что является основным показателем качества выполнения внутритрубной дефектоскопии.

Электронный маркер является составной частью маркерной системы топографической привязки, которая предназначена для обеспечения дополнительной топографической привязки средств очистки и диагностики магистральных трубопроводов.

Основными функциональным назначением маркера являются:

- фиксация факта и времени прохождения снаряда вблизи точки установки маркера по изменению магнитного поля;
- передача данных о прохождении снаряда по каналу GSM посредством отправки SMS сообщения.

Маркер состоит из следующих основных частей:

- корпус размером 120×120×95 мм;
- батарейный блок;
- GSM-модуль;
- модуль радиоканала с антенной;
- вторичный источник питания;
- плата регистратора;
- модуль измерительный;
- кросс-плата с прецизионным ТСХО-генератором.



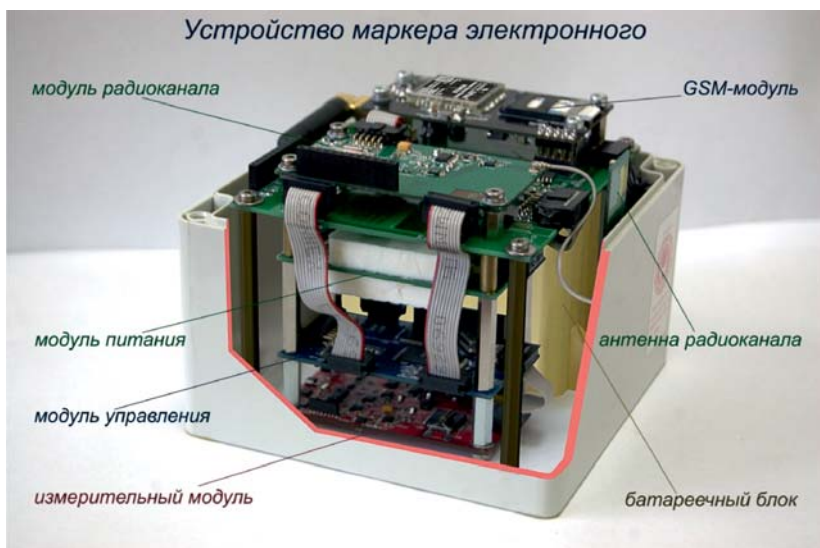


Рис. 1. Электронный маркер

Длительность непрерывной работы в режиме слежения за магнитным полем с отправкой 1-ого SMS сообщения в сутки составляет приблизительно 21 день.

GSM модуль работает в 4-х диапазонах связи – это 800/900/1800/1900 МГц и позволяет установить две SIM-карты.

Модуль радиоканала предназначен для дистанционного управления маркером, поскольку приближение людей или техники к маркеру в процессе работы может привести к ложным срабатываниям ввиду его высокой чувствительности. Модуль радиоканала работает на длине волны 916,5МГц.

Маркер электронный может функционировать в четырех режимах работы:

Режим сна, в который он переходит автоматически после подачи питания. В данном режиме модуль радиоканала непрерывно «прослушивает» эфир на предмет передачи сообщений маркеру от терминала.

Режим терминала, в который маркер переходит по внешней команде и в котором осуществляется подготовка маркера к работе, перенос данных с флеш-памяти на компьютер, проверка работы GSM-модуля (в том числе проверка баланса с помощью USSD запросов) и синхронизация встроенного прецизионного таймера с точным временем GPS.

Режим слежения с записью магнитного поля и SMS оповещением, после перехода в который маркер непрерывно осуществляет мониторинг магнитного поля и при пятикратном превышении порога возрастания нормы магнитного поля регистратор фиксирует факт прохождения снаряда и начинает запись магнитного поля во встроенную флеш-память. Емкость флеш-памяти позволяет хранить до 400 записей о прохождении снаряда. После завершения записи (запись ведется в течение 30 сек.), маркер электронный формирует СМС сообщение и отправляет его на номера ука-



занные при подготовке маркера к работе. Всего можно указать три номера для отправки SMS.

Индикаторный режим, в котором маркер осуществляет непрерывный мониторинг магнитного поля, а при фиксации магнитного события сразу же происходит передача об этом по радиоканалу и отправка SMS сообщения, запись магнитного поля не выполняется.

Перед началом работы маркера требуется выполнить подготовку его работы. Для этого используется ноутбук, радиотерминал и синхронизатор, подключаемые через порт USB к ноутбуку.

Данные маркеры успешно прошли успешные испытания в течение 2012 при проведении внутритрубной дефектоскопии в Мексике.

Для маркировки и идентификация ключевых точек магистральных газопроводов и газопроводов – отводов предлагают применение интеллектуальных маркеров компании ЗМ. Под ключевыми точками понимаются аномалии, выявленные при проведении ВТД и не требующие экстренных мер по их устранению. Маркеры не только обозначают объекты подземных коммуникаций, но и позволяют идентифицировать их, считывая предварительно записанную пользователем информацию.



Рис. 2. Маркер для газопровода

Данный маркер предназначен для облегчения определения (отыскания) эксплуатируемой трассы в местах установки муфт, поворотов трассы и на переходах через коммуникации. Они закапываются над ключевыми точками (пересечениями, поворотами трассы и т. д.), которые впоследствии легко отыскиваются ремонтными бригадами.

Данные маркеры сохраняют работоспособность, даже находясь в непосредственной близости от металлических каналов и труб, металлических проводов, ограждений, линий электропередач и электронных маркеров других подземных коммуникаций. Они имеют свою собственную частоту. Сигналы EMS обеспечивают точную идентификацию каждой линии коммуникации, таким образом, уменьшая риск случайного обнаружения и повреждения подземных коммуникаций, находящихся поблизости.

Маркеры представляют собой пассивные антенны без внутреннего источника питания. Принцип действия системы электронных маркеров основан на резонансном отражении радиосигнала маркероискателя маркером. Внутри маркера находится пассивный колебательный контур, настроенный на частоту излучения маркероискателя. При приеме отраженного сигнала маркероискатель подает звуковой и визуальный сигнал оператору. Маркеры легко обнаруживаются даже при непосредственной близости металлических конструкций и силовых линий. Корпус маркера, выполненный из полиэтилена высокой плотности, не поддается воздействию ни экстремальных температур, ни химикатов, ни других внешних факторов.

Маркеры ЗМ iD не только обеспечивают точный, удобный долговечный метод маркировки подземных сооружений, но также в их память можно занести пользова-

тельную информацию, например, дату, способ прокладки, тип и размер материала, информацию о маркируемом объекте, дату установки маркера и другие важные данные.

Шаровые маркеры имеют диаметр 10 см, предназначены для установки на глубине до 1,5 м, они также обладают уникальной функцией самовыравнивания, которая помогает им сохранять точное горизонтальное положение независимо от их размещения в грунте. Сфера заполнена водным раствором пропиленгликоля. Данный раствор обладает высокой биоразлагаемостью и его применение не наносит вреда человеку, дикой природе и окружающей среде [3].

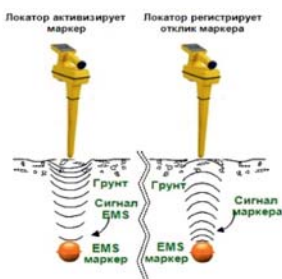


Рис. 3. Маркероискатель

Маркероискатель Dynatel EMS обладает возможностью чтения, записи и блокировки информации, содержащейся в электронных маркерах 3M™ iD. Он позволяет определять глубину и местоположение подземных пассивных EMS-маркеров (известных моделей, а также при условии их правильной установки), легко дифференцируя их по стандартным частотам. Маркероискатель может считывать и записывать в маркер подробную информацию с отметкой даты/времени, а также передавать эту информацию на ПК для лучшего управления ресурсами через стандартный

последовательный порт RS232 или порт USB. Маркероискатель iD совместим с приборами GPS/ГИС [4].

В таблице 1 представлены основные критерии оценки электронных маркеров.

Таблица 1

Критерий	Электронные маркеры	
	Маркер компании ЗАО «НПО» Спецнефтегаз	Маркеры компании 3М
Назначение	фиксация факта и времени прохождения снаряда, передача этих данных по средствам SMS сообщения	для идентификации ключевых точек (аномалий) магистрального газопровода
Преимущества	простота установки, точная и корректная информация, контроль в режиме реального времени за проведением ВТД	простота установки и дальнейшего использования, возможность вносить важную информацию в память маркера

Стоимость	40 000 руб + Синхронизатор, требуемый для подготовки маркеров к работе будет стоить примерно 12-15 тыс. руб	531 руб. + маркероискатель 106 733 руб. [1]
Долговечность, климатическая устойчивость	от -30 <sup>0</sup> С до +55 <sup>0</sup> С	срок службы до 50 лет, не поддается воздействию ни экстремальных температур, ни химикатов

Маркеры компании ЗМ не заменимы при идентификации ключевых точек (таких как аномалии). Маркеры компании ЗАО «НПО «Спецнефтегаз», качественно повышают уровень проведения ВТД, т. к. способны в режиме реального времени передавать данные о местонахождении снаряда, следовательно, нет необходимости каждый раз задействовать работников, для отслеживания местоположения снаряда. Достоинства электронных маркеров указывают на то, что их использование вместо существующих сейчас существенно облегчит работы, связанные с внутритрубной диагностикой магистральных газопроводов.

Исходя из выше изложенного, можно сделать вывод том, что применение современных систем маркировки повысит качество выполняемых работ на газопроводах и позволит сократить эксплуатационные затраты.

### Литература

1. connect-telecom [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: [http://www.connect-telecom.ru/products/scotchmark\\_1405xr\\_sharovoj\\_marker\\_dlya\\_gazoprovodov\\_zhelytyj\\_3m](http://www.connect-telecom.ru/products/scotchmark_1405xr_sharovoj_marker_dlya_gazoprovodov_zhelytyj_3m) – Загл. с экрана.
2. tomsktransgaz [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://tomsktransgaz.ru/history/> – Загл. с экрана.
3. solutions.3mrussia [электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим [http://solutions.3mrussia.ru/wps/portal/3M/ru\\_RU/GlobalMining/Home/Products/LocatingMarking/?PC\\_7\\_RJH9U5230OMS30I94UNDNR3MK7000000\\_nid=GJ42T7B4LXgs9TW6SBPF64gIT8GLL1VJ4Mbl](http://solutions.3mrussia.ru/wps/portal/3M/ru_RU/GlobalMining/Home/Products/LocatingMarking/?PC_7_RJH9U5230OMS30I94UNDNR3MK7000000_nid=GJ42T7B4LXgs9TW6SBPF64gIT8GLL1VJ4Mbl) - Загл. с экрана.
4. solutions.3mrussia [электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим [http://solutions.3mrussia.ru/wps/portal/3M/ru\\_RU/EU-ElectronicsElectrical/Home/ProdInfo/PipelineCableLocators/#show\\_hide6](http://solutions.3mrussia.ru/wps/portal/3M/ru_RU/EU-ElectronicsElectrical/Home/ProdInfo/PipelineCableLocators/#show_hide6) - Загл. с экрана.

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

Калинин С.С.

*Инженер, Донское ЛПУМГ, 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 м<sup>3</sup> 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 в качестве топливного на газотурбинных газоперекачивающих агрегатах (ГПА). Данный проект был рассчитан для компрессорной станции Донская ООО «Газпром трансгаз Москва», которая насчитывает на своей территории 5 КЦ. 2 цеха укомплектованы газотурбинными агрегатами и 3 электроприводными (Приложение 1, схема 1). Наиболее загруженным при выполнении режима транспорта газа является КЦ-2, на котором установлены 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 (далее БПТПИГ) КЦ-2.

Основой проектирования любого трубопровода является его гидравлический расчет. Для проведения расчетов будет использоваться длина трубопровода, соединяющего коллектор КЦ-5 и БПТПИГ КЦ-2, так как она имеет наибольшее значение по протяженности и позволит нам заложить наибольшие потери давления в расчет схемы коллекторного трубопровода. Согласно планам цехов это расстояние будет равно 580 м (Приложение 1, схема 1). Учитывая наличие запорной арматуры на проектируемом трубопроводе, а так же фиттинговых изделий необходимо принимать в расчет их местное гидравлическое сопротивление. 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:

$$l_{дон} = \xi \frac{D}{\lambda} = \xi \cdot l_3, \text{ где}$$

$\xi$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\lambda$  – коэффициент сопротивления трения;

$l_3$  – эквивалентная длина, м.

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

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

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

$Re$  – число Рейнольдса;

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

Определяем число Рейнольдса по формуле:

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

$Q$  – объемный расход газа, нм<sup>3</sup>/час;

$v$  – коэффициент кинематической вязкости, м<sup>2</sup>/с.

$$v = \frac{\eta}{\rho}, \text{ где}$$

$\eta$  – коэффициент динамической вязкости (значение принимается из таблицы), кгс/м<sup>2</sup>;

$\rho$  – плотность метана в рабочих условиях, кгс<sup>2</sup>/м<sup>4</sup>.

Учитывая длину, просчитанную ранее, согласно схемы 1 – 580 м, включаем в расчет дополнительные длины от 3-ух КШ Ду 100, ОК Ду 100, 4-ёх отводов Ду 100 и 4-ех тройников 100x100.

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

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

Исходными данными для расчета послужили:

- Давление газа в начальной точке трубопровода – 65 кгс/см<sup>2</sup>;
- Расход газа при нормальных условиях – средний – 9500 нм<sup>3</sup>/час;
- Длина газопровода – 604,5 м;
- Плотность газа при нормальных условиях – 0,72 кг/м<sup>3</sup>.

Результатом расчета стало:

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

- падение давления между отбором на КЦ-5 и регулятором БПТПИГ КЦ-2 – 8,2 кгс/см<sup>2</sup>.

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

Ввиду наличия уставки по температуре топливного газа на входе в ГПА – 25 °С, необходимо произвести расчет по температуре газа после регулятора. Если принять процесс расширения за адиабатический, то возможно применение формулы для определения температуры газа после дросселя:

$$T_2 = T_1 \cdot \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k_0 - 1}{k_0}}, \text{ где}$$

$k_0$  – показатель адиабаты для метана, принимаем равным 1,314;

$T_1, T_2$  – температура в начале и в конце процесса соответственно, °С;

$P_1, P_2$  – давление в начале и в конце процесса соответственно, МПа.

Результатом расчета является температура в 20 °С при дросселировании с высоких давлений (60 кгс/см<sup>2</sup>) и 24,7 °С – с более низких (30 кгс/см<sup>2</sup>). 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 схемы 2 приложения 1 для реализации проекта необходимо:

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Количество	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Труба 108х8 Ст09 г2С	тонн	10,052	62688	630140
2	Отвод 90 108х8	шт.	5	355	1775
3	Кран Ду 100 Ру 80 с ЭПУУ	шт.	2	150000	300000
4	Кран Ду 100 Ру 80 ручной	шт.	6	50000	300000
5	Затвор обратный Ду 100	шт.	4	8000	32000
6	Регулятор давления РДО-4 Ду 100	шт.	2	150000	300000

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Количество	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
7	Тройник 108x8-108x8	шт.	4	2197	8788
8	Тройник 159x8-108x8	шт.	4	1907	7628
9	Фильтр газовый ФГ-100 *	шт.	1	28674	28674
10	Подогреватель газа ПТГ-15 *	шт.	1	2178000	2178000
Итого					3755037

Примечание: цены выбраны из «Перечня наименований ТМЦ для заявочной компании» на внутреннем сайте Газпром трансгаз Москва;

\* цены выбраны из справочника, представленного на сайте завода «Газпроммаш»

### Расчет экономического эффекта от реализации проекта

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

Учитывая данные по объемам природного газа, находящегося в коллекторах цехов при различных давлениях определяем минимальный объем газа, который может быть использован в качестве топливного 55100 нм<sup>3</sup>, максимальный – 136000 нм<sup>3</sup>.

Стоимость топливного газа за 2011 год составила 3071 рубль за 1000 кубических метров. Следовательно, экономическая эффективность выработки части газа как топливного из коллектора стравливаемого цеха составит:

- min –  $3071 \times 55,1 = 169212$  руб;
- max –  $3071 \times 136 = 417656$  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 Донского ЛПУМГ):

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

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

- min – 37468 кг;

- max – 92480 кг.

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

- min – 4444 руб.;
- max – 10961 руб.

Проведя анализ актов на стравливание газа из контуров цеха при проведении ППР за 2011 год и первое полугодие 2012 года, было выяснено, что суммарный объем газа, который может быть использован для выработки, составляет **1384000 м<sup>3</sup>**.

Итого, общая сумма экономии за расчетный период – 18 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<sup>2</sup>. Необходимо рассмотреть возможность более глубокого срабатывания газа из коллектора. Предлагается рассмотреть возможность установки на данную линию выработки струйного компрессора (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<sup>3</sup> при 2-х 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 1 представлен вид эжектора данного типа.

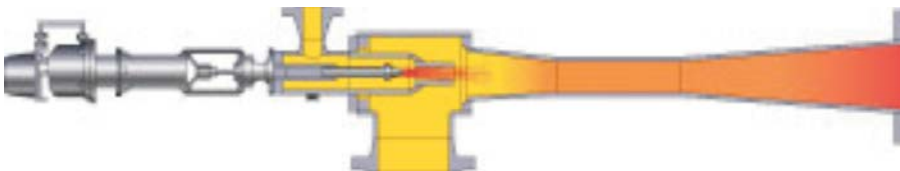


Рис. 1. Игольчатый эжектор в разрезе



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  $\lambda$ :

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

Расчёт эжектора на критическом режиме начинается с определения предельных значений параметров  $\lambda_2$  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

$\Pi_0$  – 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  $\lambda_2$ , 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  $\lambda_2$  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  $\lambda_1$  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  $\lambda_2$ , найденное по формуле пропорции

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

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/см<sup>2</sup>;  $Q = 9500$  м<sup>3</sup>/ч) составляет 14,1 кгс/см<sup>2</sup>.
- 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 расходуемый высоконапорный газ – 27793 рублей. Сумма прибыли – **111299** рублей.

Так же стоит принять во внимание, что прибыль просчитана для единичного стравливания, учитывая что за период в 12 месяцев 2011 года и 6 месяцев 2012 года 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.

### Литература

1. Борисов С.Н., Даточный В.В. «Гидравлический расчет газопроводов», «Недра», Москва, 1971.
2. «Журнал среднесуточных параметров работы ГПА КЦ-2»
3. «Руководство технической эксплуатации. Двигатель НК-16 СТ»
4. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. «Струйные аппараты», 1989 г.

## СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

Кисс П.В.

*Машинист, Омское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Основной задачей сервисного обслуживания магистральных газонефтепроводов является капитальный ремонт и контроль качества изоляционных покрытий.

### Капитальный ремонт изоляционных покрытий

В настоящее время ремонтные работы проводимые на магистральных газопроводах ведутся по технологиям согласно руководящим документам – «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов» РД 39-1.10-006-2000, инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением СТО Газпром 2-2.3-116-2007. Согласно РД 39-001471105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов» изоляционная машина работает в составе изоляционно-укладочной колонны. Предназначение изоляционной машины – нанести на поверхность газопровода покрытие, которое предохраняет металл от коррозии. Производительность ремонтной колонны в значительной степени зависит от линейной скорости каждой машины, а так же в значительной мере зависит от технологии производства земляных работ. Согласно технологии производства ремонтных работ (СТО Газпром 2-2.3-116-2007) выборочный капитальный ремонт газопроводов с заменой дефектных участков труб, без прекращения транспорта газа производят с врезкой временного байпаса и перекрытием полости газопровода по концам ремонтируемого участка.

Для того, чтобы защитное покрытие эффективно выполняло свои функции, оно должно удовлетворять целому ряду требований, основными из которых являются: низкая влагокислородопроницаемость, высокие механические характеристики, высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали, стойкость к катодному отслаиванию, хорошие диэлектрические характеристики, устойчивость покрытия к УФ и тепловому старению. Изоляционные покрытия должны выполнять свои функции в широком интервале температур строительства и эксплуатации трубопроводов, обеспечивая их защиту от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации.

Широко применяемые в трубопроводном транспорте изоляционные материалы условно можно разделить на две большие группы:

1. **битумные** – битумные мастики с оберточными материалами, комбинированные мастичные покрытия;
2. **полимерные**, включающие в себя изоляционные ленты, экструдированный и напыленный полиэтилен, эпоксидные и полиуретановые материалы.

**Нефтяные битумы** являются дисперсными системами, где дисперсионной средой являются маальтены (сумма масел и смол), дисперсной фазой – асфальтены (твердые частицы).

Качество битума характеризуется рядом условных показателей: пенетрацией, температурой размягчения, температурой, хрупкости, дуктильностью, водонасыщением, сцепляемостью с минеральным наполнителем и др. Многие свойства (пластичность, когезия, морозостойкость, вязкость) определяются дисперсионной средой. Механические свойства и температура размягчения зависят от дисперсной фазы (асфальтенов). Наполнители тоже играют роль дисперсной фазы, а, следовательно, влияют на эти же свойства.

Введение пластификаторов и наполнителей в битумы позволяет получать битумные мастики с приемлемыми эксплуатационными характеристиками. Пластификаторы для битумных изоляционных мастик применяют для повышения их пластичности, особенно в области отрицательных температур.

**Недостатками битумных мастик являются:** низкая адгезия; относительно высокая температура хрупкости; высокая скорость старения; недостаточная механическая прочность. Эти недостатки объясняются низким качеством битума и устаревшим способом его производства.

Для покрытий из битумных мастик характерны такие недостатки, как сползание, что особенно заметно при нанесении битумных мастик в трассовых условиях. Как правило, все мастики стекают на нижнюю образующую трубы.

Срок службы битумных мастик как изоляционных покрытий составляет 10-15 лет.

У **мастичных покрытий** на основе битума имеется много положительных качеств. Они выполняют основную защитную роль в комбинированных многослойных покрытиях, одновременно являясь клеящим элементом пленки. Пластичные мастики обладают в большей степени смачивающей способностью и поэтому дольше сохраняют адгезию к металлу. Они лучше переносят подвижки трубопровода, не подвергаясь разрушению, а также в случае сквозного повреждения пленочного слоя выдавливаются через повреждения в виде грибка, закрывая («залечивая») места повреждений. Необходимая степень пластичности достигается подбором марки мастики и пластификаторов.

Адгезия битумных мастик к стали небольшая, около 0,2 МПа при сдвиге, но она более стабильна по сравнению с пленочными покрытиями с клеящим подслоем. Катодное отслаивание битумных мастик меньше, чем покрытий полимерными лентами. Битумные мастики не требуют высокой степени очистки поверхности металла, что очень важно при нанесении в полевых условиях.

Очень важным преимуществом битумных мастик по сравнению с полимерными пленками является сопротивляемость стресс-коррозии, которую можно оценить как почти удовлетворительную; случаев стресс-коррозии трубопроводов под мастичными покрытиями встречается значительно меньше, чем под пленочными покрытиями.

**Полимерные материалы** – это высокомолекулярные органические соединения, которые получают из низкомолекулярных соединений. Макромолекулы могут иметь линейную, разветвленную и пространственную структуры. Полимеры подразделяются на термопласты и реактопласты. В качестве основы полимерных изоляционных лент используют пластифицированный поливинилхлорид (ПВХ) и

полиэтилен (ПЭ). Полиэтиленовые и поливинилхлоридные пленки используются как основное покрытие, но иногда их применяют в качестве защитной обертки.

**Полиэтилен.** Преимущества: доступность, низкая стоимость, химическая инертность, устойчивость к воздействию кислот, щелочей, растворов солей, не токсичность для человека, эластичность (от минус 60°C до плюс 110°C), нерастворимость в воде и многих известных растворителях, технологичность, водостойкость, отличные электрические показатели, возможность улучшения некоторых характеристик радиационным облучением, низкая проницаемость для кислорода и паров воды.

Недостатки: низкая адгезия (неполярный материал), необратимые деформации под нагрузкой (ползучесть). Это приводит к большим усадкам с внутренним напряжением, к образованию гофр изоляции, к проницаемости для кислорода, что вызывает старение (окисление). Окисление имеет автокаталитический характер (самоускорение процесса). В результате старения ПЭ охрупчивается, растрескивается, снижается прочность. Нетоксичен для грызунов. Под гофрами обнаруживается подпленочная коррозия.

**Поливинилхлорид.** Преимущества: сочетаются полярные и неполярные группы, поэтому хорошо совмещается с различными пластификаторами, наполнителями, пигментами, стабилизаторами. За счет этого удается изменять свойства в широких пределах. Стоек против действия воды, водных растворов солей, слабых кислот и оснований, окислителей, смазочных масел и растворителей. Хороший диэлектрик, не горюч, прочен. В зависимости от модификации прочность на разрыв может находиться в пределах от 10 до 70 МПа. Адгезия с другими материалами выше, чем у полиэтилена (за счет наличия полярных и неполярных соединений). За счет введения специальных веществ можно адгезию усилить.

Недостатки: потеря пластификатора может составить до 40 % от массы. Низкая температура стеклования (плюс 80 °С). Быстро стареет (деструкция) с выделением хлористого водорода (дегидрохлорирование).

Полимерные пленки могут защищать трубопроводы от коррозии только при условии сплошности покрытия. Если нарушена сплошность, то коррозионная ситуация становится абсолютно иной и потребуются дополнительная защита.

Другая опасность – старение полимерного покрытия, которое выражается в ухудшении механических свойств, растрескивании и разрушении. Старение полиэтиленовых лент проявляется в падении показателей прочности и эластичности. Лента становится хрупкой, меняется и цвет. Это является следствием расхода антиоксидантов (противоокислителей или стабилизаторов), которые подавляют процесс окисления полиэтилена. Пока в составе полиэтилена находятся антиоксиданты, все механические характеристики стабильны. Как только они израсходуются, начинается довольно быстрое окисление полиэтилена и резко падают прочность и относительное удлинение, а дисперсии этих параметров резко повышаются и становятся почти на порядок выше средних значений измеряемых величин.

**Поливинилхлоридные ленты** – многокомпонентные системы, отдельные компоненты которой ответственны за какие-то отдельные свойства. Пластификаторы снижают температуру стеклования, стабилизаторы поддерживают стабильность

свойств. Но многокомпонентность является слабым местом этих материалов. Со временем происходит массообмен и изменение состава и структуры. Старение происходит по двум механизмам: термоокислительная деструкция и снижение концентрации пластификатора. При повышении температуры оба механизма ускоряются и долговечность падает. Если ПВХ имеет липкий клеевой подслои, то происходит дополнительная миграция пластификатора в него и старение пленки ускоряется.

Большим недостатком липких полимерных лент является нестабильность адгезии к металлу. Со временем (через 5 лет после нанесения) адгезия полностью исчезает и металл оказывается незащищенным от коррозии. Потере адгезии способствуют электрохимические процессы на границе металл – покрытие, которые приводят к деструкции клеевого слоя. Клеевая основа липких пленочных материалов представляет собой, как правило, раствор бутилкаучука в органических растворителях с определенными добавками. В связи с этим старение клеевого слоя происходит значительно быстрее полимерной основы. При этом эффективность покрытия как противокоррозионного барьера резко уменьшается. Другой недостаток – образование шатровых пустот в околосшовной зоне, которые в дальнейшем становятся очагами коррозии. Благодаря высокой пластичности пленочные покрытия деформируются при сползании грунта в процессе засыпки траншеи, а также при взаимных подвижках труба – грунт. Особенно плохо пленочные покрытия противостоят стресс-коррозии.

Срок службы пленочных покрытий, нанесенных в полевых условиях, в среднем составляет 10–12 лет.

### Заключение

Трубопроводный транспорт играет огромную роль в экономическом развитии страны, так как предназначен для доставки массовых жидких и газообразных продуктов с мест их добычи на значительные расстояния к местам потребления этих продуктов.

Поэтому строительство и сервисное обслуживание трубопроводов стали передовой отраслью строительной индустрии, стремящейся обеспечить комплексную механизацию основных трудоемких строительных и ремонтных процессов на трубопроводе.

В связи со сложившейся ситуацией остро стоит вопрос о ремонте магистральных трубопроводов без прекращения транспортирования по ним жидких и газообразных продуктов, что ведет к огромным затратам труда и материальных средств, для экономии которых необходимы наиболее прогрессивные методы строительства и ремонта и ускоренные темпы их проведения.

Для достижения этой цели в данной работе предлагается комбинированный способ изоляции трубопровода, то есть изоляция трубопровода битумной мастикой и полимерной лентой одновременно.

Главной задачей является разработка дополнительного рабочего оборудования для изоляционной машины «ПТ-НН-720». Отличительной особенностью от серийно выпускаемой машины, является следующее на машину устанавливаем битумный бак, расплющивающее кольцо, на которое крепятся форсунки, насос и электродви-

гатель. Технология нанесения изоляционного покрытия заключается в следующем битумно-мастичный материал из бака подается насосом в распыляющее кольцо, где через форсунки происходит распыление битумно – мастичного материала. После напыления битумно-мастичного материала идет намотка полимерной пленки. С целью ремонта нефтегазотрубопровода без его разреза распыляющее кольцо, ротор изоляции и рама были выполнены разъемными

Вследствие этого повысится эффективность изоляционной машины и увеличится срок службы изоляционного покрытия до 33,5 лет.

Предполагаемый ожидаемый экономический эффект от внедрения конструктивного изменения в машину и, как следствие, от увеличения срока эксплуатации нефтегазопровода составит примерно 43693,3 рублей в год на одну машину. А экономический эффект на одну изоляционную машину за срок службы изоляционного покрытия составит 1463725,5 руб.

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**Комлев И.М., Чаплин И.Е.**

*Студенты, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

С увеличением сроков эксплуатации и неуклонным старением системы газопроводов разного масштаба и назначения возрастает вероятность их отказов. Многие существующие газопроводы построены в одноточном исполнении и обеспечивают газоснабжение городов и промышленных предприятий, перебои поставок газа которым недопустимы. В обеспечении эксплуатационной надежности неуклонно возрастает роль системы диагностического обследования.

Техническое состояние линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) в современных условиях требует поиска и разработки новых перспективных решений в области технологии, технических средств, организации и оптимальных методов управления ремонтом в целях поддержания и продления срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ. В статье предложены методы и комплекс средств для продления срока гарантированной службы, а также мониторинг состояния отремонтированного участка в процессе длительной эксплуатации [3].

Таким образом, одной из важнейших задач является разработка методологии обновления ГТС, основными критериями которой являются [2]:

- 1) минимизация времени на остановку транспорта газа для выполнения ремонтных работ;
- 2) минимизация потерь газа при выполнении ремонтно-восстановительных работ;
- 3) повышение качества ремонтно-восстановительных работ;
- 4) определение гарантированного срока эксплуатации отремонтированного участка ЛЧМГ;
- 5) сокращение финансовых затрат, выделяемых на выполнение ремонтно-восстановительных работ.

Для достижения вышеперечисленных критериев необходимо соблюдать последовательность следующих процедур:

- 1) наличие результатов ВТД на ремонтируемых участках газопровода;
- 2) внедрение пооперационного контроля на всех этапах производства ремонтно-восстановительных работ на газопроводе;
- 3) выполнение изоляционных работ на восстановленных трубах по технологии заводских изоляций;
- 4) особые требования к подготовке траншеи для укладки отремонтированного участка газопровода и засыпке;
- 5) испытание восстановительных участков газопроводов методом «стресс-теста»;
- 6) контроль состояния отремонтированного участка газопровода в процессе дальнейшей эксплуатации (рис. 1).





**Рис. 1. Поддержание надежности и безопасности отремонтированного участка газопровода в процессе эксплуатации**

Кроме того, комплексный подход к оценке технического состояния по результатам диагностирования позволяет более детально представить картину фактического состояния, как отдельных участков, так и газопроводов в целом. На сегодняшнем этапе система диагностического обслуживания ЛЧМГ включает работы по основным направлениям, таким как внутритрубная дефектоскопия (ВТД), наземная диагностика линейной части (электрометрическая, комплексная наземная), специализированные диагностические работы по обследованию переходов через естественные и искусственные препятствия, диагностика трубопроводной арматуры газораспределительных систем (ГРС). Основным, наиболее информативным методом диагностики линейной части является внутритрубное обследование участка, которое позволяет получить информацию о состоянии металла стенки трубопровода. На газопроводах, на которых по конструктивным особенностям невозможно проведение внутритрубной диагностики, применяются комплексные бесконтактные наземные обследования, позволяющие обнаружить потенциально опасные локальные зоны влияния негативных факторов, с последующим уточнением в этих зонах фактического состояния металла труб при обследовании контактными методами в шурфах. Такие газопроводы составляют около 46 % (75 тыс. км) от общей протяженности газотранспортной системы и в основном являются региональными и распределительными газопроводами, газопроводами-отводами со сроком эксплуатации более 25 лет.

Основные задачи, решаемые при оценке технического состояния по результатам ВТД [4]:

- 1) оценка прогнозного состояния газопроводов, выявление дефектов, влияющих на работоспособность и безопасность транспорта газа;
- 2) ранжирование газопроводов по межкрановым интервалам в зависимости от коррозионного состояния для формирования планов капитальных ремонтов;
- 3) разработка и оптимизация корректирующих мероприятий (вывод из эксплуатации, ремонт, снижение давления и др.);
- 4) минимизация эксплуатационных затрат.

Для оценки прогнозного технического состояния газопроводов, подготовленных и обследованных ВТД, используется информация, непрерывно собираемая в рамках корпоративной информационно-аналитической системы оценки технического состояния (ИСТС) «Инфотех».

Ранжирование газопровода по межкрановым интервалам в зависимости от состояния (поврежденности) и принятие решения на проведение соответствующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации по результатам диагностирования ЛЧМГ проводятся поэтапно:

- 1) вычисление комплексного показателя технического состояния ЛЧМГ;
- 2) оценка скорости изменения показателей 1 /год;
- 3) определение очередности проведения ремонтных работ в порядке убывания величины ранга опасности.

Оценка скорости изменения показателей и ранжирование участков по очередности проведения ремонтных работ позволяют определить наиболее опасные зоны на ЛЧМГ и своевременно назначить перечень необходимых мероприятий по обеспечению их безопасной эксплуатации.

В результате расчетов для межкранового участка определяют основные параметры:

- 1) приоритет вывода в капитальный ремонт;
- 2) число заменяемых труб при капитальном ремонте;
- 3) срок эксплуатации до вывода в капитальный ремонт;
- 4) время проведения повторных диагностических обследований.

Разработка и оптимизация корректирующих мероприятий регулируется технической документацией Р Газпром 22.3-401-2009 «Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособности состояния ЛЧМГ» с использованием данных, хранящихся в корпоративной базе данных, позволяющих интегрировать расчет в ИСТС «Инфотех» [1].

Минимизация эксплуатационных затрат достигается путем комплексного анализа технического состояния с учетом стоимостных показателей, таких как стоимость локального и сплошного ремонта, ущерб от аварий и их последствий, стоимость диагностического обследования с целесообразностью проведения технических мероприятий.

Таким образом, совершенствование алгоритмов анализа технического состояния магистральных газопроводов, а также применение современных технологий ремонта и средств технической диагностики позволяет своевременно предотвратить аварийные ситуации и продлить срок безаварийной эксплуатации на объектах ма-

гистральных газопроводов, что напрямую связано с минимизацией эксплуатационных затрат.

### **Литература**

1. Р Газпром 22.3-401-2009 «Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособности состояния ЛЧМГ»
2. Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Дубинский В.Г., Митрохин М.Ю., Пашин С.Т. Продление срока надежной и безопасной эксплуатации ЛЧМГ – основа концепции поэтапного ремонта газопроводов // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 26–28.
3. Алимов С.В., Филатов А.А., Халлыев Н.Х. Методология обеспечения и продления срока надежной и безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов // Газовая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 48–50.
4. Вазягин С.В., Захаров А.В., Попов А.Н., Оводкова К.В. Комплексная оценка технического состояния линейной части газопроводов по результатам диагностирования // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – С. 78–80.

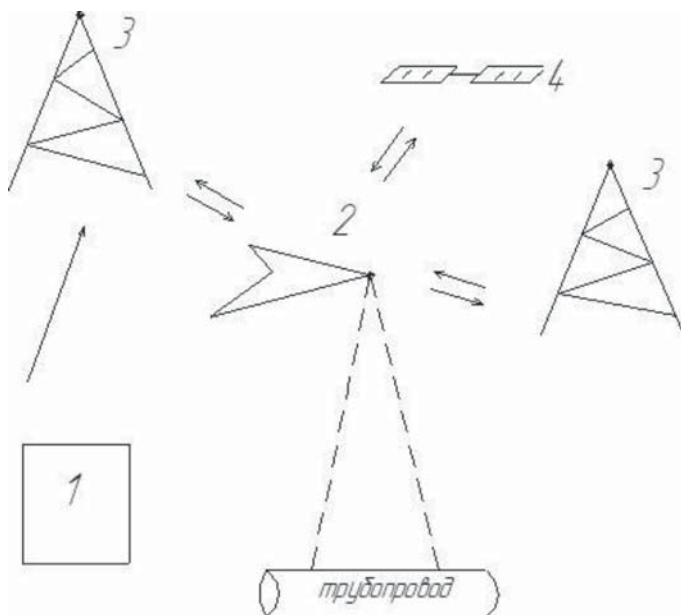
## БЕСПИЛОТНЫЕ ЛЕТАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ, КАК СРЕДСТВО НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Кузнецова Л.П., Холодов О.Н.

*Студенты, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

В связи с нарастающими потребностями в углеводородном сырье, наличие которого обеспечивает устойчивое развитие любого государства, необходимо увеличение пропускной способности трубопроводного транспорта, которое связано со строительством новых объектов отрасли. Это, в свою очередь, обязывает корпоративные компании обеспечивать надежную эксплуатацию оборудования данных объектов для недопущения возникновения различных аварийных ситуаций.

Традиционные методы контроля не дают исчерпывающей информации о состоянии и целостности трубопровода. Обычно для локализации утечек используют визуальный контроль трубопроводов и контроль давления в трубе. Оба этих метода не всегда дают достоверную информацию: визуальный контроль не всегда возможен, а падение давления не всегда соответствует потерям (в силу неоднородного распределения температуры). [4] Исходя из этого, удачным решением проблемы утечек было бы дополнение существующих методов способом непрерывного наблюдения (мониторинга) состояния трубопровода вдоль его протяженности.



**Рис. 1.** Принципиальная схема мониторинга БПЛА линейной части магистрального трубопровода

С этой точки зрения перспективным является вопрос использования беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для оценки состояния объектов, общие характеристики которых, на примере самолета представлены в таблице 1.

Беспилотные летательные аппараты (БПЛА) обладают рядом достоинств, таких, как простота и надежность конструкции, малая взлетная масса при существенной массе нагрузки, компактность, маневренность, ремонтпригодность, возможность использования навесного оборудования [3].

Так, для мониторинга линейной части магистральных трубопроводов, а именно для обнаружения утечек газа, целесообразно использовать БПЛА с установленной тепловизионной камерой [2].

Согласно схеме (рис. 1), БПЛА 2 координируется с наземной станцией управления 1, на которой постоянно отслеживаются основные параметры полета. Связь с БПЛА осуществляется с использованием GSM технологий 3 (использование GSM – вышек). Координирование полета БПЛА получает посредством спутника 4 с использованием встроенного GPS – навигатора. Данные сканирования трубопровода могут поступать оператору в режиме реального времени, а также записываться регистратором во время полета.

Таблица 1. Технические характеристики БПЛА

<b>Форм фактор аэромодели</b>	<b>Летающее крыло</b>
Размах крыльев	2,2 м
Полезная нагрузка	2-2,5 кг
Примерное время полета	1,5 ч
Примерная скорость полета	45-80 км/ч
Минимальная высота полета	15-20 м
Источник энергии	Li-Po аккумуляторы
Дальность полета	Ограничена емкостью аккумуляторов
Температурный режим	Ограничен требованиями к навесному оборудованию
Персонал для запуска и слежения	1 оператор
Способ запуска	Катапульта

Введение безлюдных технологий имеет решающее значение при повышении производительности, устранении человеческого труда в трудоемких и сложных процессах, повышении безопасности и качества производства. В таблице 2 представлены основные факторы, отображающие преимущество БПЛА над другими, существующими на сегодняшний день видами контроля за состоянием трубопроводов [1].

Таблица 2. Показатели сравнения способов мониторинга

Показатели сравнения	Обход	Облет	БПЛА
Скорость получения и обработки данных для дальнейших действий (быстродействие)	нет	да	да
Человеческий фактор	тех. группа	тех. группа	1 оператор
Тип энергоносителя	-	топливо	Li-Po аккумуляторы
Критерий общих затрат (1 час/тыс.руб.)	-	60000	-

Таким образом, непрерывный мониторинг, развитие которого будет существенным с привлечением инновационных технологий, а именно применение БПЛА, позволит решить ряд не только технических, но и экономических задач предприятий.

#### Литература

1. Патент № 2457531 РФ МПК G05D 1/00 Способ применения беспилотных летательных аппаратов и устройство управления. Малыгин И.В., Шароварин Е.В. Заявлено 13.01.2011 Оpubл. 28.07.2012 Бюл.№ 21
2. Официальный сайт ОАО «Пергам – инжиниринг» [Электронный ресурс].- Режим доступа: [http://www.pergam.org/izmeron/tv\\_gasfindir/](http://www.pergam.org/izmeron/tv_gasfindir/), свободный
3. Официальный сайт беспилотной авиации [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.uav.ru>, свободный
4. Официальный сайт ООО «Мониторинг Солюшнс» [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://www.monsol.ru/ru>, свободный

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В КАНАЛАХ

Малоземов А.В.

*Магистрант, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

Во многих технических устройствах, встречающихся в нефтегазовой, химической, горнодобывающей промышленности, энергетическом машиностроении и теплотехнике одним из основных конструктивных элементов является труба, канал. При исследовании процессов переноса импульса, тепла и массы в этих устройствах важным является понимание и управление энергетическими механизмами изменений характеристик течений в гомогенных и гетерогенных средах на участках развития процессов, в частности, в секциях с горизонтальным и наклонным их расположением. В таких условиях при движении, например, двухфазных систем граница раздела фаз существенно зависит от динамики и эволюции фаз. Она часто нестабильна, чувствительна к возмущениям, идущим со стенок трубопроводов, вихревых камер, каналов, ограничивающих область движения, и зависит от многих параметров [1–10].

Известно, что при транспортировке реологически сложных гетерогенных сред, например в производстве скважинных работ для увеличения нефтедобычи и производства газа методом наработки тяжелой нефти с целью разлома подземных формирований (создания трещин), значительная экономия насосной мощности может быть достигнута при использовании воды, содержащейся в этой нефти в качестве смазки. Такие технологии в трубопроводном транспорте достаточно эффективны, т. к. используют положительные гидродинамические эффекты и механизмы, связанные с явлениями в двухфазных водонефтяных потоках.

Анализ патентных заявок [6, 8] и публикаций, обзор многолетнего промышленного опыта эксплуатации трубопроводных линий по перекачке тяжелых нефтей и сконцентрированных эмульсий, в таких странах как: Венесуэла (54 км линия); Индонезия (238 км); США (38,6 км), Канада (нефтеносные битумные пески), исследование работ отечественных линий (мазутопроводы, линии подачи на котельных станциях и др.) показывает, что существенная экономия мощности может быть достигнута в режимах, когда вязкие фазы окружены «кольцом» воды [1, 3, 5, 9].

Таким образом, исследования гидродинамики, тепло- и массопереноса в многофазных средах на отдельных участках трубопровода с горизонтальной секцией и уяснение механизмов, определяющих стабильное существование и взаимодействия фаз, а также построение интегральных критериальных связей к расчету сопротивления и массообмена в данных условиях является *актуальным*.

На начальном этапе научной работы был произведен анализ имеющихся в литературе экспериментальных данных по исследованию гидродинамики в реологически сложных средах в горизонтальных трубах и каналах с использованием минерального масла, близкого к нефти по физико-химическим характеристикам, и воды с вязкостным и плотностным соотношениями порядка  $\nu_m/\nu_v \approx 900$ ,  $\rho_m/\rho_v \approx 0,9$ . Также проанализированы результаты визуализации течений на экспериментальных уста-



Рис. 1

новках, представленных в: Международной научно-образовательной лаборатории «Нефтегазовая гидродинамика и тепломассообмен» при НИ ТПУ.

Данный эксперимент позволил установить влияние скорости потока масла и воды на структуру потока в узкой трубе (диаметр порядка 26 мм). Но интерес на практике представляют каналы и трубы большого диаметра (порядка 1 м). В связи с этим возникает естественный вопрос: будет ли наблюдаться та же картина структуры потока в относительно большом канале?

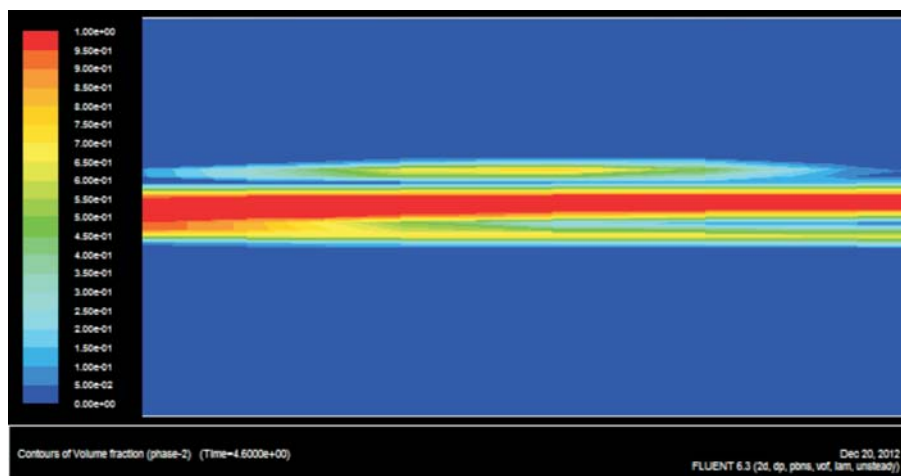


Рис. 2. Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 26 мм, и длиной 2 метра на выходе из канала. Скорость масла и воды соответственно:  $U_m=0.5$  м/с,  $U_w=5$  м/с



Далее с помощью программного пакета Fluent 6.3 были получены результаты для узкого плоского канала, качественно соответствующие эксперименту.

Теперь, убедившись в точности метода, и поскольку интерес представляют все же трубы большого диаметра, рассмотрим канал диаметром  $d = 888$  мм, и длиной  $L = 68$  м. Как видно из рисунков 3–4, при небольших начальных скоростях, возникают особенности уже на расстоянии 10–15 метров, причем, они имеют развивающийся характер, и на расстоянии от 30 метров масло уже контактирует с верхней стенкой.

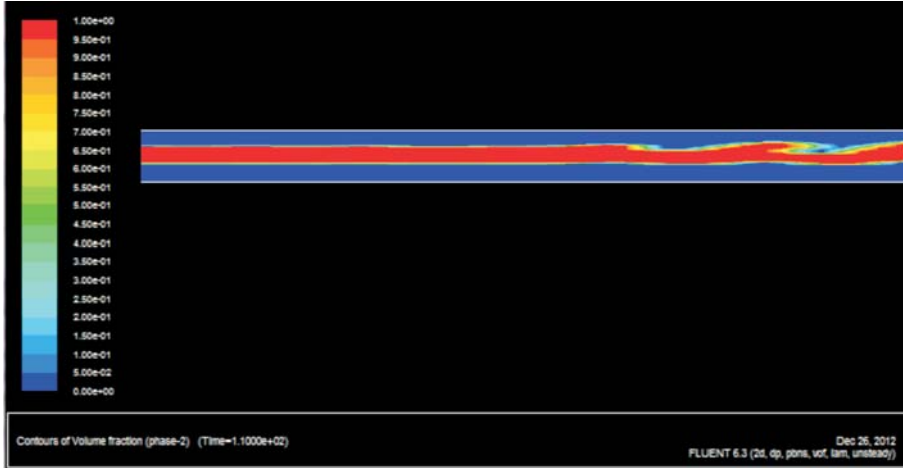


Рис. 3. Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 888 мм, и длиной 68 метра на участке 10-15м. Скорость масла и воды соответственно:  $U_m=0.5$  м/с,  $U_w=0.73$  м/с

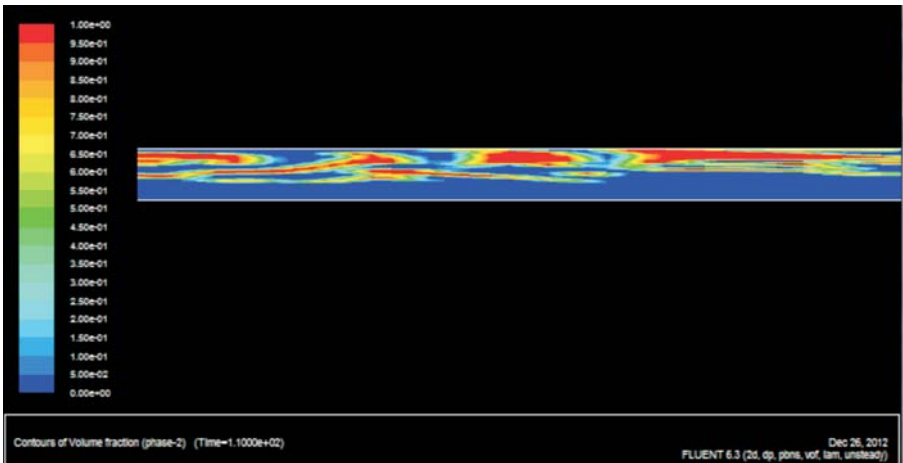


Рис. 4. Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 888 мм, и длиной 68 метра на участке 30-40м. Скорость масла и воды соответственно:  $U_m=0.5$  м/с,  $U_w=0.73$  м/с

Все же при увеличении скорости удается получить необходимую структуру потока:

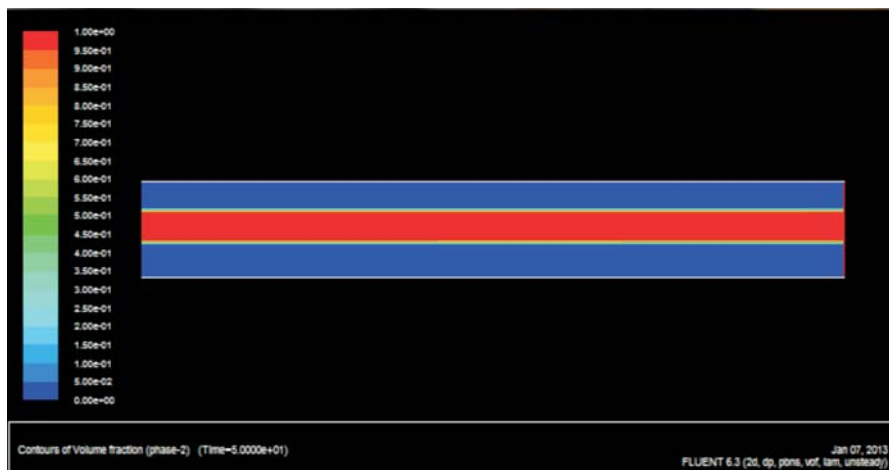


Рис. 5. Поле концентрации масла в плоском канале диаметром 888 мм, и длиной 68 метра на участке 60-68. Скорость масла и воды соответственно:  $U_m = 2$  м/с,  $U_w = 3$  м/с

В заключении стоит отметить, что на данном этапе исследования, представленные в работе результаты конвективного массопереноса в непрерывном двухфазном жидкостно-жидкостном потоке «масло – вода» в плоских каналах с участками горизонтальных секций позволили определить области существования устойчивого течения. При необходимости количественной оценки необходимо решать ассиметричную пространственную задачу двухфазного течения в трубах. Наиболее оптимальным для выбранных условий движения смеси и удобным при транспортировке является режим с присутствием воды в 10 %-м отношении от общего объема смеси. Установлено, что главным в процессе стабилизирующего действия на кольцевой поток в ядре выступает процесс переноса импульса в смеси за счет конвективно-диффузионных механизмов.

### Литература

1. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Семенов Н.И., Точигин А. А. Гидродинамика газо-жидкостных смесей в трубах. М.: Изд-во «Недра», 1969. – 208 с.
2. Харламов С.Н., Терещенко Р.Е. Исследование конвективного теплообмена при сложном движении неньютоновских сред в трубах // Труды V Национальной Конференции по Теплообмену (РНКТ-5), Секц. «Вынужденная конвекция однофазной жидкости», 25– 29.10.2010, Москва, 2010, Том 2, с.236–239
3. Bai R., Chen K., Joseph D. Lubricated pipelining stability of core-annular flow. Part 5. Experiments and comparison with theory// Journal of Fluid Mechanics. 1992, № 240, p.97–142.

4. Brauner N.C. The prediction of dispersed flows boundaries in liquid–liquid and gas–liquid systems // International Journal of Multiphase Flow. 2001. Vol. 27, p. 886–910.
5. Chakrabarti D.P., Das G., Das P.K. Identification of stratified liquid–liquid flow through horizontal pipes by a non-intrusive optical probe // Chem. Eng. Sci. 2007. Vol. 62. p. 1861–1876.
6. Keil O.M. 1968. US Patent 3,378,047
7. Lovick J., Angeli P. Experimental studies on the dual continuous flow pattern in oil–water flows // International Journal of Multiphase Flow. 2004. Vol. 30, p. 139–157.
8. Neiman et al. 1999. US Patent 5,988,198
9. Ooms G., Poesio P. Stationary core-annular flow through a horizontal pipe // Physics Review. 2003. Ser. E 68, 066301.
10. Papageorgio D.T., Maldarelli C., Rumschitzki D. S. Nonlinear interfacial stability of core annular film flows // Physics of Fluids. Ser. A.1990. № 2, p. 340–352.

## ОСОБЕННОСТИ БАЛЛАСТИРОВКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Михайлова Э.Н.

*Студент, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

На территории Республики Саха (Якутия) осуществляется ряд проектов, важнейшими из которых являются магистральный газопровод «Якутск – Хабаровск – Владивосток», государственная целевая программа «Газификация населенных пунктов Республики Саха (Якутия)» и нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан».

Природной особенностью региона является наличие многолетнемерзлых пород сплошного и прерывистого распространения. Это обуславливает широкое распространение различных криогенных геологических процессов, усложняющих условия эксплуатации газопровода (термокарстовых просадок, курумов, солифлюкции, пучения, обвалов, осыпей и др.).

В практике проектирования и строительства магистральных газопроводов на обводных территориях чаще всего применяют традиционные средства закрепления – железобетонные утяжелители. В сложных геокриологических условиях севера эти средства оказались недостаточно надежными. Проблему устойчивости магистральных газопроводов необходимо решать не только на стадии проектирования, но и, как показывает практика, в периодах эксплуатации, когда проявляются участки с нарушением проектного положения [2].

Задача обеспечения высокого уровня надежности и эффективности функционирования магистральных газопроводов является комплексной проблемой. Одна из причин ухудшения работоспособности газопровода – его всплытие со сбросом утяжелителей.

При использовании утяжелителей седлового типа (УБК), монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,5–2,5 м, заземленный в грунте засыпки, утяжелитель не может переместиться вместе с газопроводом в поперечном направлении, сохраняя устойчивость и балластирующую способность.

Снижение балластирующей способности утяжелителей в сочетании с уменьшением глубины заложения газопровода в грунт в результате его возвратно-поступательных поперечных перемещений приводит к всплытию газопровода первоначально на участке угла поворота, что инициирует, как было отмечено, ежегодный рост длины всплывшего участка в период паводков.

При перемещениях газопровода в продольном направлении утяжелители УБК, зафиксированные в грунте засыпки и потому не имеющие возможности перемещаться вместе с газопроводом, несмотря на применение защитных подкладок повреждают изоляционное покрытие газопровода, так как они имеют малую поверхность контакта с газопроводом и, следовательно, большое удельное давление на изоляционное покрытие (стенку) газопровода (около 1 МПа).

При использовании утяжелителей охватывающего типа (УБО), монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,9–1,5 м, возвратно-поступа-

тельные поперечные перемещения вершины угла из гнутых кривых также приводят к сбросу утяжелителей.

Во ВНИИСТе была поставлена задача: исследовать работу системы газопровода диаметром 1420 мм с утяжелителем УБО-1 при продольном перемещении газопровода в грунте; выявить численную величину допустимых перемещений газопровода с целью уточнения области применения утяжелителей УБО.

Была установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой допускается применение железобетонных утяжелителей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм. Для грубого расчета протяженность участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращениях температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м – при металлических соединительных поясах; 50 м – при мягких. На остальном протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам.

1. Утяжелитель (утяжеляющее покрытие) должен перемещаться в грунте вместе с трубопроводом без взаимных смещений, при этом утяжелитель должен иметь малое лобовое сопротивление, а лучше не иметь его, и надежное сцепление (защемление) с трубопроводом. К таким утяжелителям следует отнести:

- обетонирование;
- окольцевые бетонные утяжелители и чугунные грузы.

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) или под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и (или) изоляционного покрытия трубопровода. Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести (из известных):

- грунтозаполняемые контейнерные утяжелители из технических тканей ПКБУ и КТ с удельным давлением не более 0,02 МПа;
- способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из нетканых синтетических материалов (НСМ).

Исследования показали, что широко применяемые железобетонные утяжелители УБО и УБК не удовлетворяют ни одному из двух принципов, следовательно, их применение следует максимально ограничить [1].

Практика эксплуатации газопроводов на обводных участках вечномерзлых грунтов показала преимущество гибких ковровых материалов, обеспечивающих улучшение свойств грунтовой засыпки с максимальным проявлением ее балластирующего эффекта [2].

Метод балластировки с применением эластичных геотекстильных материалов зарекомендовал себя с положительной стороны в условиях ММП. Длительная работоспособность ГТМ в грунтовых условиях объясняется их высокой стойкостью и достаточной эластичностью, допускающими без нарушения целостности материала значительные перемещения трубопровода и одновременно предотвращающими размывы грунта-балласта, размещенного в замкнутых полостях ковров из ГТМ.

Технология балластировки состоит в раскладке ковров поперек газопровода с торцевым нахлестом, засыпке грунтом из отвала в расчетном количестве с последующим перекрытием грунта-балласта свободными краями ковров и термоспайкой их продольных и поперечных кромок в соответствии с техническим решением, защищенным патентом № 2227857 на изобретение (рис. 1). Без дополнительных затрат достигается существенный эффект возрастания устойчивости газопровода в обводненном грунте. Следует также отметить и экономию затрат на ГТМ в пределах 10–15 % за счет снижения исходной ширины ковра ГТМ при формировании его провисания в траншее [3].

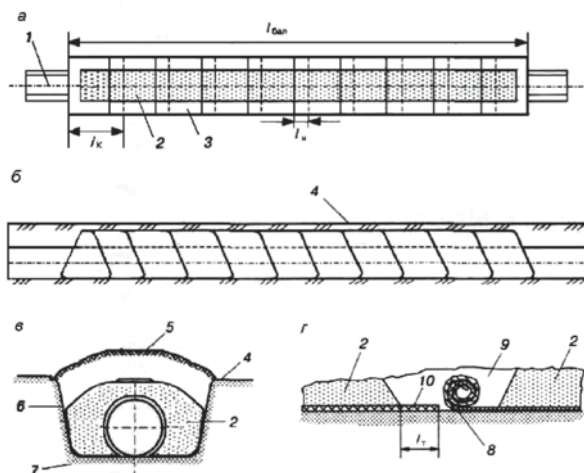


Рис. 1. Схема балластировки газопровода в соответствии с патентом:

а – вид сверху; б – вид сбоку; в – поперечное сечение; г – фрагмент продольного разреза участка стыковки блоков засыпки; 1 – газопровод; 2 – грунт засыпки; 3 – ковер ГТМ; 4 – берма траншеи; 5 – валик засыпки; 6 – боковые стенки траншеи; 7 – дно траншеи; 8 – рулон; 9 – промежуток между коврами; 10 – торцевой участок ковра

При эксплуатации существующих магистральных газопроводов и их проектирования в Республике Саха (Якутия) следует учитывать особенности балластировки трубопровода, где существует возможность их всплытие на обводненных участках.

### Литература

1. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность. – 1999. – № 8. – С. 20–22.
2. Шарьгин В.М. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 228 с.
3. Яковлев А.Я., Филиппов А.И., Шарьгин В.М. Перспективные конструктивно-технологические решения по прокладке и балластировке газопроводов // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – С. 18–21.

## РОССИЙСКИЕ И ЗАРУБЕЖНЫЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Найманбаев Ф.Ж.

*Электромонтер, Алтайское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Для магистральных трубопроводов разработан целый ряд нормативных материалов по проектированию, строительству и эксплуатации, в которых представлены требования к материалам, сооружению, расчетам и технологиям. Что касается нормативных расчетов на прочность и устойчивость, то наиболее полно в отечественных документах они отражены в строительных нормах и правилах на проектирование и сооружение магистральных трубопроводов [2, 3].

За рубежом и, прежде всего, в Канаде, США, европейских странах также уделяют большое внимание расчетам на прочность и в каждой стране имеются свои национальные стандарты на магистральные трубопроводы [4, 5, 6, 7, 8].

В условиях развивающейся интеграции, особенно в газовой промышленности, появилась необходимость в гармонизации российских норм со стандартами США, Канады и европейских стран, включая и методики расчетов на прочность и устойчивость. Подробный анализ этого вопроса изложен в работах [1, 2, 8], здесь же приведем основные положения по решению данной, достаточно сложной задачи.

Рассмотрим сначала прочностные критерии. В настоящее время для расчетов конструкций применяют два основных принципа: расчет по допускаемым напряжениям и расчет по предельным состояниям.

При расчете по допускаемым напряжениям используют понятие безопасного напряжения для рассматриваемой конструкции, для чего вводят коэффициент запаса прочности. Например, для пластичных материалов принимают, что коэффициент запаса прочности определяется по пределу текучести (при статическом нагружении), для хрупких материалов — по временному сопротивлению. В машиностроении при этом принимают: для пластичных материалов  $k_r = 1,4 \div 1,6$ ; для хрупких  $k_b = 2,4 \div 2,6$ .

Аналогичная ситуация имеет место для энергетических конструкций. В зарубежных нормах проектирования трубопроводов также применяют метод расчета по допускаемому напряжению.

Для строительных конструкций, а также для магистральных трубопроводов в нашей стране используют метод предельных состояний. По этому методу предусмотрено рассмотрение нескольких предельных состояний, и введение вместо одного коэффициента запаса прочности системы дифференцированных коэффициентов. В проектных нормах для трубопроводов в качестве основного предельного состояния выбирают достижение напряжениями временного сопротивления разрыва металла трубы, а в качестве дополнительного условия требуют выполнения условия деформативности для нормативных кольцевых напряжений.

Как следует из вышеприведенного материала, в нормах различных стран используются разные подходы к оценке прочности трубопроводов, что затрудняет сравнительный анализ их и возможность обобщенных выводов. Практически воз-

можно сравнение по отдельным параметрам, например по выбору толщины стенки трубопровода. Такое сравнение, в котором осуществлено условное приведение метода предельных состояний к методу допускаемых напряжений, было проведено в работе [2].

Рассмотрим применяемые при расчетах на прочность критерии для напряжений. В нормах России [3] при расчете на внутренние давления используют критерий наибольших нормальных напряжений, а расчетные кольцевые напряжения определяют по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{np(D_H - 2\delta)}{2\delta}, \quad (1)$$

где  $n$  – коэффициент надежности по внутреннему давлению;  $p$  – рабочее (нормативное) давление;  $D_H$  – наружный диаметр трубы;  $\delta$  – толщина стенки.

Условие прочности по критерию наибольших нормальных напряжений имеет вид

$$\sigma_{\text{кц}} \leq R_f \quad (2)$$

где  $R_f$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала труб, определяемое формулой

$$R_f = \frac{mR_1^H}{k_1 k_H}, \quad (3)$$

здесь  $m$  – коэффициент условий работы участка трубопровода, зависящий от категории участка;  $R_1^H$  – нормативное сопротивление материала труб, равное минимальному значению временного сопротивления разрыву по ГОСТам и техническим условиям;  $k_1$  – коэффициент надежности по материалу труб;  $k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра и давления.

В нормах [3] также требуется выполнение условия деформативности для нормативных кольцевых напряжений

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{p(D_H - 2\delta)}{2\delta} \leq R_2^* = \frac{mR_2^H}{0,9k_H}, \quad (4)$$

где  $R_2^H$  – условный нормативный предел текучести материала труб.

В отличие от отечественных норм в нормах зарубежных стран применяют критерий наибольших касательных напряжений (критерий Кулона — Треска)

$$\sigma_{\text{max}} - \sigma_{\text{min}} \leq [\sigma], \quad (5)$$

где  $\sigma_{\text{max}}$ ,  $\sigma_{\text{min}}$  – максимальные и минимальные компоненты главных напряжений соответственно;  $[\sigma]$  – допускаемое напряжение.

Обычно для трубопроводов в качестве максимального главного напряжения принимают нормативное кольцевое напряжение, а в качестве минимального главного напряжения – радиальное сжимающее напряжение на внутренней поверхности трубы  $\sigma_{\text{min}} = -p$ .



Если выполнить подстановку формул (1) и (3) в условие (4), то получим известную в зарубежной литературе формулу Barlow (критерий прочности в зарубежных нормах)

$$\frac{pD_H}{2\delta} \leq [\sigma]. \quad (6)$$

На основе рассмотренных критериев в нормах изложены методики расчета толщин стенок трубопроводов. Так, по отечественным нормам для толщины стенки используют формулу, получаемую из условия прочности с применением формул (1) и (4)

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}. \quad (7)$$

Кроме того, выполняют расчет толщины из условия деформативности и выбирают из двух значений большую толщину. Для современных газопроводов обычно толщина определяется из условия прочности, она учитывает минусовый допуск и может быть принята в качестве минимальной номинальной при закачке большой партии труб. По нормам США [49], расчетная толщина

$$\delta = \frac{pD_H}{2[\sigma]}, \quad (8)$$

в которой допускаемое напряжение  $[\sigma]$  включает понижающие коэффициенты:  $[\sigma] = FETR_n^H$ , здесь  $F$  - расчетный коэффициент, определяемый классом участка трубопровода;  $E$  - коэффициент прочности продольного сварного шва (как правило,  $E = 1$ );  $T$  - коэффициент влияния температуры (до температуры ниже  $120^\circ\text{C}$   $T = 1$ ). Для газопроводов расчетный коэффициент  $F$  определяется классом местности (в пределах 0,40 — 0,72); для жидкостных трубопроводов  $F = 0,72$ .

По нормам Германии, минимальная толщина стенки [7]

$$\delta = \frac{pD_H}{2V_n[\sigma]}, \quad (9)$$

где  $V_n$  - коэффициент прочности продольного сварного шва, равный, как правило, единице; допускаемое напряжение определяется делением нормативного предела текучести  $R_2^H$  на коэффициент запаса прочности по пределу текучести, т. е.

$$[\sigma] = R_2^H / S_f. \quad (10)$$

В основном для ответственных участков трубопроводов и компрессорных станций  $S_f = 1,7$ , для менее ответственных  $S_f = 1,6$ .

Помимо представленных материалов, в проектных нормах приведены сведения о коэффициентах запаса прочности и допускаемых напряжениях, проверке прочности в условиях сложного напряженного состояния, а также об оценке устой-

чивости и влияния температурных изменений. В целом сопоставление методик расчета магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость различных стран показывает, что принципиальных расхождений в подходах не отмечается, имеются незначительные отличия в целях конкретных критериальных оценок. Тем самым имеются реальные предпосылки для гармонизации российских и зарубежных норм. Что касается перспектив развития проектных норм, то требуют разработки следующие проблемы:

- учет влияния времени эксплуатации на прочность трубопроводов;
- определение закономерностей роста дефектов; оценка фактического напряженно-деформированного и технического состояния трубопроводов на основе диагностики и принятие решений о дальнейшей эксплуатации;
- оценка ресурса и работоспособности на стадии проектирования и эксплуатации;
- определение степени экономического и конструкционного риска при длительной эксплуатации.

### Литература

1. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1985.

2. Иванцов О.М., Харионовский В.В., Черний В.П. Сопоставление методик расчета магистральных трубопроводов по нормам России, США, Канады и европейских стран. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 51 с.

3. Строительные нормы и правила. СНиП 2.05.06 – 85. Магистральные трубопроводы. – М.: Госстрой, 1985.

4. American National Standard. ANSIXASME B31.8. Gas Transmission and Distribution, Piping Systems.

5. British Standard. C0: Part 2: Pipelines. Design and Construction of Steel Pipelines in Land.

6. Canadian Standard. CANXCSA – Z184. Gas Pipeline Systems. Pipeline Systems and Materials.

7. Deutsche Normen. DIN2470. Teil 2. Gasleitungengen ans Stahrohren mil zul. Betriebsdrucken von mehr als 16 bar. Anforderungen an die Rohrleitung – steile.

8. Del Norske Veritas. Rules for Submarine Pipeline Systems.

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНСТРУКТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**Найманбаев Ф.Ж.**

*Студент, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

Линейные сооружения (трубопроводы) пересекают различные климатические зоны, состоят из множества отдельных труб и в эксплуатации подвержены различным нагрузкам и воздействиям, переменным во времени и в пространстве. Это относится к функции давления газа, воздействиям грунтов, температурным колебаниям, а также другим нагрузкам, характерным для отдельных районов (сейсмика, оползни, подводные течения, ветровые нагрузки и т.д.). Механические свойства материалов труб также подчиняются вероятностным законам, которые определяются исходя из статистических данных о металлургических плавках, поставках труб заводами-изготовителями. Указанные факторы свидетельствуют о том, что конструкцию трубопровода следует рассматривать как систему с вероятностными свойствами под действием случайных нагрузок.

Данная постановка вопроса обусловлена как особенностью трубопроводов, так и характером нагрузок, действующих на них. Действительно, трубы относятся к массовой продукции, свойства которой могут характеризоваться законами статистики. При расчетах на прочность важно знать, какое номинальное значение имеют предел прочности, предел текучести, а эти величины, в свою очередь, описываются вероятностными законами; в инженерной практике они представлены средним статистическим значением и средним квадратичным отклонением. При этом в зависимости от завода-изготовителя разброс в этих значениях может быть большим. Так, для отечественных заводов значения среднего квадратичного отклонения предела прочности металла труб в 2-3 раза выше, чем на трубных заводах Запада. Эти факты необходимо учитывать при проектировании, и, например, расчет толщины стенки трубопровода прямо зависит от показателя предела прочности, т.е. от его закона вероятностного распределения. В связи с огромной металлоемкостью (в России около 140 тыс. км газопроводов большого диаметра) точный расчет этого параметра крайне важен.

Аналогичная ситуация складывается, когда рассматриваются нагрузки, действующие на трубопроводную конструкцию. Один из основных параметров нагрузок — давление газа. Непосредственные измерения этой величины, а также анализ записей в журналах текущего контроля на компрессорных станциях показывают, что функция давления газа является случайной и может быть описана стационарным случайным процессом. Причем учет переменной давления газа необходим для последующей оценки долговечности трубопровода, которая также выполняется стохастическими методами. Таким образом, прослеживается связь в решениях различных стохастических задач на этапах исследования, проектирования и эксплуатации.

Кроме того, при анализе несущей способности отдельных участков трубопроводов возникают задачи, эффективное решение которых возможно только в случае

применения вероятностных методов. К одной из них относится задача о прочности трубопровода в мерзлых грунтах. В силу неоднородности грунтов вдоль оси трубопроводов нагрузки на него являются случайными, в основном по одной координате, и опасность пучения грунта для трубопроводов можно определить лишь на основе решения соответствующей стохастической задачи. Аналогичные подходы, по-видимому, следует применять для надземных трубопроводов в ветровом потоке, подводных трубопроводов и т.д.

При рассмотрении методов решения стохастических задач для трубопроводов целесообразно исходить из конкретных условий. Например, для учета вероятностных свойств металла труб, по-видимому, достаточно использовать статистические методы теории случайных величин, опуская в первом приближении их зависимость от времени. При решении о действии случайных нагрузок или оценке долговечности трубопровода фактор времени или пространственной координаты нельзя игнорировать, поэтому необходимо применять теорию случайных процессов или случайных полей. Соответствующий математический аппарат этих теорий достаточно разработан; например, большинство инженерных задач может быть решено с использованием корреляционной теории случайных функций.

В качестве примера рассмотрим задачу о долговечности участка газопровода при переменных нагрузках. Вопросы долговечности газопроводов приобретают первостепенное значение. В общем случае для решения задачи о долговечности необходимо знать характер нагрузок и воздействий, свойства материала труб и поведение конструкции во времени.

Рассмотрим задачу расчета долговечности в следующей постановке. Пусть на газопровод действует нагрузка  $q(t)$ , представляющая собой случайную функцию времени. Несущая способность  $R$  (например, предел прочности) материала труб является случайной величиной с известным законом распределения. Необходимо вычислить долговечность или при заданной долговечности определить параметры трубопровода, например требуемую толщину. Задачу решаем в рамках корреляционных методов на основе теории выбросов случайных функций.

Принимаем, что внутреннее давление газа представляет собой случайную функцию времени, характер изменения которой такой, что силами инерции при определении напряжений в трубопроводе можно пренебречь [1]. Максимальные кольцевые напряжения имеют вид

$$S(t) = \left( \frac{1}{2} \frac{D_H}{\delta - 1} \right) p = kp, \quad (1)$$

где

$D_H$  — наружный диаметр трубопровода;  $\delta$  — толщина стенки.

Известно, что внутреннее давление в газопроводе можно рассматривать как стационарный случайный нормальный процесс, корреляционная функция которого аппроксимируется формулой

$$k_p(r) = \sigma_p^2 \exp(-\alpha/r) (\cos \beta \tau + (\alpha/\beta) \sin \beta) |\tau|, \quad (2)$$

где

$\sigma_p$  — стандарт функции  $p(t)$ . В этом случае, учитывая (2), получаем

$$\sigma_p^2 = k^2 \sigma_{\dot{p}}^2; \sigma_{\dot{p}}^2 = k^2 \sigma_p^2 (\alpha^2 + \beta^2), \quad (3)$$

где

$\sigma_p, \sigma_{\dot{p}}$  — стандарты функций  $p(t)$  и  $\dot{p}(t)$ .

Несущая способность труб, например, предел прочности на разрыв, является случайной величиной с известным законом распределения, который получают из статистических данных о механических свойствах партий плавок металла.

Для оценки долговечности в условиях переменного нагружения и разброса механических свойств металла труб используем результаты теории выбросов. Методически удобней определить сначала надежность  $P(t)$ . Под надежностью  $P(t)$  понимаем вероятность события, состоящего в том, что за время  $T$  максимальное значение функции  $p(t)$  ни разу не превысит уровень несущей способности  $R$ . Известно, что среднее число выбросов случайной функции  $p(t)$  за случайный уровень  $R$  в течение срока службы  $T$  можно представить

$$(v_k) = \int_0^T \int_0^\infty \dot{p} f(R, \dot{p}/t) d\dot{p} dt, \quad (4)$$

где

$\dot{p}$  — производная функции  $p(t)$ ,  $f(R, \dot{p}/t)$  — совместная плотность распределения  $R$  и  $\dot{p}$  в момент времени  $t$ .

Для случая, когда  $p(t)$  — нормальный стационарный случайный процесс, имеем

$$(v) = \frac{T \sigma_{\dot{p}}}{2\pi \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_R^2}} \exp \left[ \frac{-(\langle R \rangle - \langle p \rangle)^2}{2(\sigma_p^2 + \sigma_R^2)} \right] \quad (5)$$

Найдем вероятность  $P(t)$ . Практический интерес представляет случай, когда появление последовательных выбросов можно считать независимыми «редкими» событиями. Примем, что число выбросов в течение времени  $T$  подчиняется закону Пуассона. При этом вероятность  $P(t)$  зависит только от математического ожидания  $(v)$ . Тогда вероятность того, что за время  $T$  не произойдет ни одного выброса за уровень  $R$ ,

$$P(t) = \exp \left[ - \int_0^T \int_0^\infty \dot{p} f(R, \frac{\dot{p}}{t}) d\dot{p} dt \right]. \quad (6)$$

Обычно принимают, что несущая способность материала труб распределена по нормальному закону, тогда для функции надежности получим

$$P(t) = \exp \left\{ - \frac{t \sigma_{\dot{p}}}{2\pi \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_R^2}} \exp \left[ \frac{(\langle R \rangle - \langle p \rangle)^2}{-2(\sigma_p^2 + \sigma_R^2)} \right] \right\}, \quad (7)$$

где  $\langle R \rangle, \langle p \rangle$  – математическое ожидание  $R$  и  $p$ .

При известной функции надежности среднее значение долговечности

$$\bar{T} = \int_0^{\infty} p(t) dt = \frac{2\pi\sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_R^2}}{\sigma_p} \exp\left[-\frac{(\langle R \rangle - \langle p \rangle)^2}{2(\sigma_p^2 + \sigma_R^2)}\right]. \quad (8)$$

Введем безразмерные параметры  $n = \langle R \rangle / k \langle p \rangle$  – аналог коэффициента запаса;  $W_k = \sigma_k / \langle R \rangle, W_p = \sigma_k / \langle p \rangle$  – коэффициенты изменчивости случайных величин  $R$  и  $p$ ;  $\gamma = \alpha / \beta, T_* = \bar{T} \beta$  – безразмерное значение долговечности. Подставляя эти выражения в (8) с учетом ( $\sigma = k^2 \sigma_p^2$ ), получаем окончательную формулу для определения долговечности

$$T_* = 2\pi \frac{1}{\gamma^2 + 1} \left(1 + n^2 \frac{W_R^2}{W_p^2}\right) \exp\left[\frac{(n-1)}{2(W_p^2 \mp n W_R^2)}\right]. \quad (9)$$

Формула (9) может быть практически использована в проектных расчетах. Как известно, при проектировании газопроводов одним из основных расчетов является расчет на прочность, позволяющий определить такой конструктивный параметр, как толщину стенки  $\delta$ . При заданных средних  $\langle R \rangle$  и  $\langle p \rangle$  толщина стенки

$$\delta = \frac{D_H}{2(\langle R \rangle / (n \cdot \langle p \rangle + 1))}. \quad (10)$$

Если поставим задачу по определению толщины стенки газопровода заранее заданной долговечности, что в настоящее время ставится в газовой промышленности на повестку дня, то из формулы (9) можно получить соответствующую толщину стенки.

Для этого задаемся средней долговечностью  $\bar{T}$ , характеристиками нагрузки  $\alpha, \beta$  и из (9) определяем коэффициент запаса  $n$ . Подставляя полученное значение в (10), получаем искомую толщину стенки.

Проиллюстрируем изложенный подход на рис. 1, где представлены номограмма зависимостей безразмерной средней долговечности от коэффициента запаса  $n$  при различных значениях параметров  $W_R, W_p, \gamma$  и график зависимости толщины стенки  $\delta$  (в мм) от  $n$  ( $\gamma = 0,05; D_H = 1420$  мм;  $\langle R \rangle = 600$  МПа;  $\langle p \rangle = 7,5$  МПа).

Выразив долговечность через  $T_*$ , имея характеристики материала  $\langle R \rangle, W_R$  и нагрузку  $\langle p \rangle, W_p$ , можно по номограмме определить толщину стенки  $\gamma$  (сплошные кривые соответствуют  $W_R = 0,1$ , а штриховые –  $W_R = 0,2$ ). Например, если долговечность,  $T_* = 22,5$ , что при  $\beta = 0,78 \cdot 10^{-5}$  ч<sup>-1</sup> соответствует  $T = 33$  года, а коэффициент изменчивости предела прочности материала труб  $W_R = 0,1$ , коэффициент изменчивости внутреннего давления  $W_R = 0,5$ , средние значения  $\langle R \rangle = 60$  кгс/мм<sup>2</sup> и  $\langle p \rangle = 75$  кгс/см<sup>2</sup>, то для диаметра  $D_H = 1420$  мм по номограмме получаем толщину стенки  $\delta = 16,5$  мм.

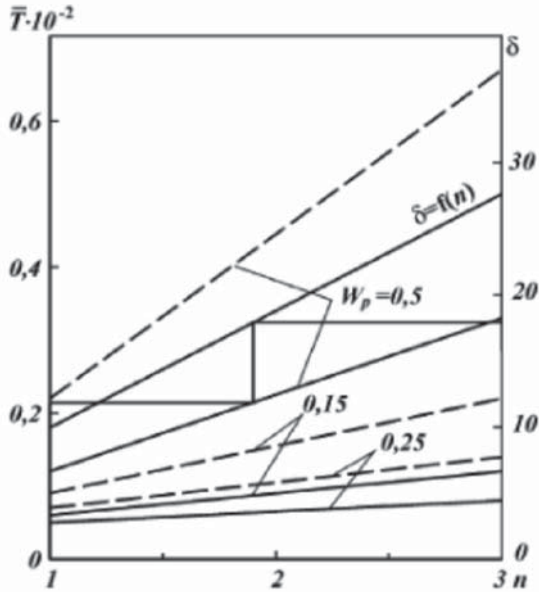


Рис. 1. Номограмма зависимостей безразмерной средней долговечности от коэффициента запаса  $n$  при различных значениях параметров  $W_R$ ,  $W_p$ ,  $\gamma$  и график зависимости от  $n$

Таким образом, зная статистические характеристики нагрузок на газопровод и данные о разбросе механических свойств материала труб, можно рассчитать трубопровод с учетом требуемого уровня надежности уже на стадии проектирования.

### Литература

1. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л.: Недра, 1990. – 180 с.
2. Харионовский В.В. Стохастические методы в задачах для магистральных трубопроводов//Известия РАН. Механика твердого тела. – 1996. – №3.– С. 110-116.
3. Харионовский В.В. Диагностика и ресурс газопроводов: состояние и перспективы//Газовая промышленность. – 1995. – № 11. – С. 28-30.

## УМЕНЬШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Прокопенков Е.А.

*Специалист, Сахалинское ЛПУМТ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В настоящее время в Российской Федерации уделяется большое внимание развитию газовой отрасли. При этом особое внимание уделяется экологическим аспектам. Причиной тому является ежегодное увеличение содержания углерода в атмосфере нашей планеты. Атмосфера Земли обеспечивает нашу жизнь не только потому, что мы дышим кислородом и питаемся продуктами фотосинтеза, она согревает земную поверхность. Без атмосферы средняя температура близ земной поверхности была бы около  $-18^{\circ}\text{C}$ , вместо ныне существующей  $+15^{\circ}\text{C}$ . Весь приходящий солнечный свет достигал бы земной поверхности и отражался бы от нее в виде инфракрасного излучения, как от гигантского радиатора. Это тепло беспрепятственно уходило бы в космос. Но благодаря атмосфере лишь часть тепла рассеивается в пространстве. Остальная часть захватывается нижним слоем воздуха, содержащим водяные пары,  $\text{CO}_2$ , метан и другие газы. Все эти газы поглощают исходящую инфракрасную радиацию и переизлучают тепло обратно к поверхности Земли. В целом этот процесс называется парниковым эффектом. Люди не могут контролировать содержание паров воды в атмосфере, но мы производим и выбрасываем в воздух другие парниковые газы, которые увеличивают нагревание воздуха в том числе и метан. Молекула метана остается в атмосфере около 11 лет и поглощает тепловое излучение приблизительно в 15 раз более эффективно, чем молекула  $\text{CO}_2$ . Доля метана в суммарном тепличном эффекте оценивается в 15 %. Концентрация метана в атмосфере оставалась неизменной почти в течение 1 000 лет, а с начала XIX столетия начала расти, и сейчас почти удвоилась.

Для снижения темпов роста концентрации  $\text{CO}_2$  изменяется законодательная база нашей страны. Например выпуск постановления правительства Российской Федерации № 7 от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках». Согласно этому документу, с 2012 года нефтяные компании смогут сжигать на факельных установках не более 5 % добываемого попутного газа.

Для транспорта газа характерны объектовые потери – потери газа при плановых или технологически обоснованных пусках, остановках и изменении режимов газоперекачивающих агрегатов (далее – ГПА) (продувка контура нагнетателя; стравливание газа из контура нагнетателя; импульсный газ на управление силовым приводом трубопроводной арматуры и устройств КИП и А).

Уменьшение вышеуказанных потерь можно осуществить, изменив технологическую обвязку контура центробежного нагнетателя (далее – ЦБН) ГПА.

В настоящее время исполнение технологической обвязки контура ЦБН имеет следующий вид (рис. 1).



## Секция 1.

### Проектирование, эксплуатация и обслуживание объектов магистрального газопровода

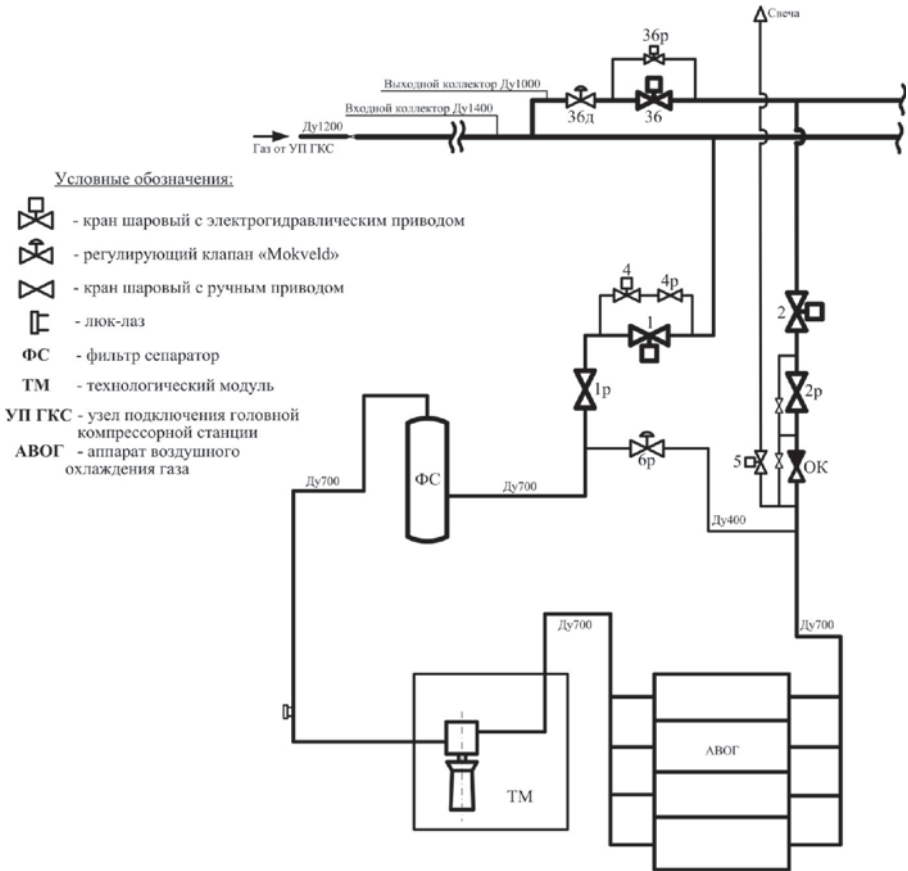


Рис. 1

Крановые узлы № 1 и № 2, непосредственно отсекающие вход и выход нагнетателя от транспортируемого газа, расположены, по ходу газа, перед фильтром-сепаратором и после аппарата воздушного охлаждения газа (далее – АВОГ) соответственно. Для обеспечения работы агрегата в пусковом режиме, а также для антипомпажного регулирования, предусматривается устройство рециркуляционного трубопровода Ду400 с антипомпажным клапаном № 6Р, соединяющего входной и выходной трубопроводы ГПА, образуя «малое станционное кольцо». Геометрический объем контура ЦБН в таком исполнении составляет 115 м<sup>3</sup>.

Рассмотрим исполнение технологической обвязки контура ЦБН ГПА представленной на рис. 2.

В данном исполнении мы видим, что изменилось расположение крановых узлов № 1 и № 2, теперь они расположены, по ходу газа, после фильтр-сепаратора и до АВОГ соответственно. С целью обеспечения доступа во внутреннюю полость

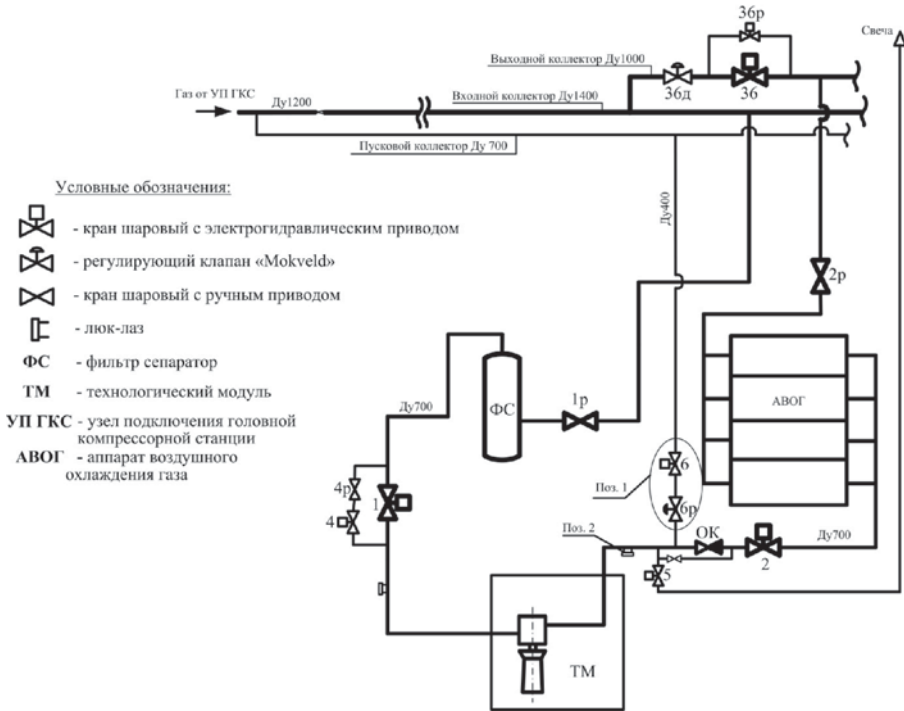


Рис. 2

трубопровода на выходном трубопроводе нагнетателя установлен люк-лаз – поз. 2 (рис. 2).

Для обеспечения работы агрегата в пусковом режиме, а также для антипомпажного регулирования ГПА предусматривается устройство надземного пускового коллектора Ду700, соединяющего рециркуляционные трубопроводы Ду400 каждого ГПА с входным трубопроводом ГКС. Через краны № 6 и 6Р – поз. 1 (рис. 2), газ поступает в пусковой контур – «малое станционное кольцо», на котором агрегат работает перед загрузкой в магистраль и при остановке. При работе ГПА в режиме «Магистраль» кран № 6Р закрыт, а кран № 6 – открыт. Кран № 6 установлен по ходу газа – последовательно за регулирующим клапаном и служит для отключения ГПА от газовых коллекторов [1].

В результате, за счет переноса крановых узлов № 1 и № 2, по ходу газа, после фильтр-сепаратора и до АВОГ (фильтр-сепаратор, аппарат воздушного охлаждения газа и часть трубопровода Ду700 теперь не входят в контур ЦБН), геометрический объем контура нагнетателя с пусковым коллектором составит 23 м<sup>3</sup>, что в 5 раз меньше объема контура ЦБН без пускового коллектора. Соответственно существенно снизятся объектовые потери, а именно, суммарные потери на продувку и

стравливание контура нагнетателя. Если сейчас, при давлении газа 5,0 МПа и температуре 30°C в контуре, объектовые потери газа составляют 5276 м<sup>3</sup> газа, то в контуре с пусковым коллектором и тех же условиях, они составят 1009 м<sup>3</sup> [2]. Экономия и уменьшение количества газа, стравливаемого в атмосферу, составит 4267 м<sup>3</sup> при каждом запуске и останове одного ГПА.

Следует отметить, что снижение объема контура ЦБН приведет к уменьшению времени на его заполнение и, следовательно, к уменьшению времени на выход ГПА в «Магистраль».

Установка люк-лаза на выходном трубопроводе ЦБН (поз.2, рис.2) обеспечит безопасное выполнение работ при выводе в ремонт, ремонте ГПА-16 М-10 «Урал», выполнение внутритрубного диагностирования и осмотра.

Для получения технологической обвязки одного ЦБН с пусковым коллектором, к уже имеющемуся технологическому оборудованию необходима установка крана шарового № 6 (рис.2) Ду400 с пневмогидравлическим или электрогидравлическим приводом, 30 метров трубопровода Ду400, 40 метров трубопровода Ду700.

### **Литература**

1. ВРД 39-1.8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ»
2. Методика определения и нормирования расхода газа на собственные нужды при эксплуатации магистральных газопроводов, УкрНИИГАЗ, 1983

## ПРИМЕНЕНИЕ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ ПРОПОРЦИОНАЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

Хамзин М.И.

*Инженер по метрологии, Александровское ЛПУМГ,  
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Одной из важнейших задач ООО «Газпром трансгаз Томск» является выполнение бесперебойной транспортировки по трубопроводам и реализации природного газа [4].

Поставленные задачи Общество реализует на основе принципов, одними из которых, главным образом, являются:

- обеспечение надежной и эффективной эксплуатации объектов магистрального газопровода в соответствии с требованиями государственных, отраслевых и внутренних стандартов;
- максимальное удовлетворение требованиям потребителей.

Газораспределительная станция (ГРС) является заключительным звеном по реализации природного газа. Именно выходной продукт ГРС должен максимально соответствовать требованиям потребителей газа. Потребителями газа являются такие организации, например как Нижневартовская Городская Районная Электрическая станция (НВ ГРЭС), которая в среднем вырабатывает 1,5 % всей российской электроэнергии, и в случае прекращения подачи газа на этот объект, последствия достигнут уровня государственного масштаба. Поэтому требования к ГРС должны быть максимально жесткими.

Из всех возложенных на ГРС задач поддержание выходного давления газа является самой важной, т. к. никакой другой параметр газа не способен нанести такой большой урон потребителю и самой ГРС как давление.

Повышение давления газа грозит не только остановкой технологического оборудования, но и разгерметизацией и, что самое страшное – взрывом, а возникновение ситуаций, в последствие которых возможно повышение давления – многовероятны.

Во избежание таких ситуаций на ГРС существуют несколько ступеней защит от превышения давления газа на выходном трубопроводе. Рассматривая эти ступени, можно сделать вывод, что предохранительный клапан (ПК) является заключительной ступенью [1].

На большинстве ГРС Общества в настоящее время используется в качестве ПК пружинные клапаны типа СППК. Они относятся к типу 2-х позиционных, у которых в процессе его срабатывания возможны только два положения: «полностью открыт» и «полностью закрыт». [2] Принцип действия клапана прост: при повышении давления рабочей среды до уровня срабатывания клапана происходит его открывание, давление закрытия в ряде случаев оказывается на 15–20 % ниже рабочего давления. Это связано с тем, что для создания герметичности запорного органа после срабатывания требуется усилие, значительно большее чем, то, которого было достаточно для поддержания герметичности клапана перед открытием.

При проведении пуско-наладочных работ на ГРС Нижневартовской ГРЭС в сентябре 2012 года при повышении давления на выходном газопроводе сработали предохранительные клапаны типа СППК 4Р-200-16, которые не закрылись при снижении давления до 9 кгс/см<sup>2</sup>. При минимальном допустимом выходном давлении 10,5 кгс/см<sup>2</sup>. ГРС вынуждены были остановить. В данном случае причиной неправильной работы ПК стал заводской брак. Начались работы по устранению данной проблемы. Для чего в кратчайшие сроки были поставлены новые клапаны той же марки. Приглашены представители завода-изготовителя (ОАО «Благовещенский арматурный завод») и Научно-производственной фирмы «Центральное конструкторское бюро арматуростроения». После монтажа новых клапанов были проведены испытания клапанов на срабатывание путем повышения давления на выходном газопроводе ГРС. Испытания показали, что по мере повышения давления, достигнув значения равного давлению открытия, произошло открытие клапанов. Но по мере срабатывания газа наблюдалась вибрация внутренних элементов клапана, передаваемые на корпусные детали, от чего произошли деформации и поломки деталей клапана. Дальнейшее использование клапана не представлялось возможным.

По заключению Научно-производственной фирмы «Центральное конструкторское бюро арматуростроения» в результате анализа конструкторской документации на клапан СППК 4Р-200-16 «Благовещенского арматурного завода» (БА55116-200) установлено, что причиной деформации и поломки штоков и золотников при срабатывании клапанов являются конструктивные особенности клапана данного типоразмера, а именно:

- из расчета размерной цепи клапана (приложение И заключения «НПФ «ЦКБА») видно, что ход золотника не соответствует указанному на сборочном чертеже, – он существенно меньше. При этом, в худшем случае, величина хода меньше указанного на чертеже почти в 2 раза (ход указанный на чертеже – не менее 25 мм, минимальный ход по расчету размерных цепей – 14,4 мм);
- совершение полного хода золотника и удержание клапана в открытом положении возможно при условии, что сбрасываемый через клапан расход газа равен, либо больше величины,

$$G \geq 0.8 * G_{\text{авар}}$$

где  $G_{\text{авар}}$  – производительность линии сброса.

Данная величина получена экспериментальным путем и верна для любых типоразмеров данного клапана;

при открытии клапана возникает большая динамически изменяющаяся сила от действия рабочей среды, направленная вдоль оси штока клапана. Эта сила, с одной стороны, приводит к потере устойчивости штока (приложение К «НПФ «ЦКБА») с деформацией изгиба и поломкой в районе ослабленного сечения штока, а с другой стороны, шток, опирающийся нижним «заостренным» концом со скруглением в опорный конус золотника, создает в точке контакта с золотником высокие удельные нагрузки, приводящие к разрушению. Это усугубляется высокочастотным ударным срабатыванием [3].

Согласно нормам технологического проектирования магистральных газопроводов пропускная способность предохранительных клапанов должна быть не менее 10 % от максимальной производительности выходного газопровода ГРС [5]. На ГРС, фактическая производительность которых меньше максимальной производительности выходного газопровода (ГРС с непостоянным расходом), при срабатывании предохранительных клапанов, в зависимости от возникшего переизбытка давления перед клапаном, возникает недостаток расхода для поддержания клапана в стабильном открытом положении. Клапан впадает в высокочастотное ударное состояние (срабатывание клапана, т. е. происходит постоянное перемещение на открытие / закрытие движущихся элементов конструкции).

Подытожив вышеизложенное можно сделать вывод:

1. Клапаны двухпозиционного типа, любого типоразмера не обеспечивают стабильной работы при поступлении в сбросную линию расходов меньше 80 % от их пропускной способности. Т. е. на ГРС, чем больше разница фактической производительности и максимальной производительности выходного трубопровода, тем больше вероятность того, что возникнет условие, не обеспечивающее стабильной работы ПК в случае превышения давления. И при возникновении такой ситуации, когда расход через сбросную линию будет меньше 80 % от пропускной способности ПК, произойдет срабатывание клапана с высокочастотным ударным состоянием. Это может привести к выходу из строя ПК и, соответственно, остановке всей ГРС.

2. У ПК, выполненных по чертежам на клапан СППК 4Р-200-16 «Благовещенского арматурного завода» (БА55116-200), конструктивно ограничен ход золотника вследствие упора верхнего торца штока в пробку в верхней части колпака клапана и недостаточная устойчивость штока при статической и динамической его нагрузке.

3. Кроме того, отрицательной особенностью эксплуатации СППК является то, что оператор в ходе своей службы обязан производить ручной подрыв клапана с целью проверки его работоспособности, но на СППК, рассчитанных на большую пропускную способность, проблематично производить ручной подрыв, т. к. требуется прилагать огромные усилия.

Выходом из ситуации, которая сложилась на ГРС НВ ГРЭС, по мнению членов комиссии, явилось использование предохранительных клапанов пропорционального действия. По сути, данные клапаны являются регуляторами давления газа «до себя». Клапаны работают без использования постороннего источника питания.

Главная положительная особенность таких клапанов – это то, что за счет пропорционально действия клапан открывается пропорционально необходимости, в зависимости от давления газа перед клапаном, ограничивая объем потерь продукции только тем уровнем, который должен быть сброшен.

Пропорциональные клапаны, в основном, состоят из главного клапана и пилота, который и управляет главным клапаном.

По мере поступления давления газа на впуск главного клапана оно попадает на пилот через сетчатый фильтр. Далее давление передается по каналам обратного поршня и проходит через впускное седло в купол главного клапана, что удерживает поршень главного клапана в закрытом положении.

По мере возрастания давления в системе и его приближения к установленной величине срабатывания клапана оно давит вверх на сенсорную диафрагму, при этом обратный поршень также перемещается вверх с целью закрытия впускного седла. Это позволяет изолировать давление в куполе главного клапана, следовательно, выпускное седло также закрывается.

Незначительное дальнейшее увеличение давления в системе приводит к открытию выпускного седла, частично сбрасывая давление в куполе главного клапана. Снижение давления в куполе оказывает воздействие на несбалансированный обратный поршень и снижает его подъем, что приводит к «закупорке» давления в куполе. Следовательно, при любом стабильном давлении на впуске, поток не будет проходить через пилот (нулевые протечки).

Когда давление на впуске превышает величину установочного давления срабатывания клапана, снижение давления в куполе вызовет плавное срабатывание поршня главного клапана, прямо пропорциональное нарушению технологических параметров. Узел золотник/обратный поршень будет перемещаться, отвечая на давление в системе, поочередно позволяя давлению в куполе главного клапана возрастать или снижаться. Это позволяет перемещаться поршню главного клапана именно на ту высоту, которая необходима для поддержания постоянного давления в системе для необходимого расхода. Полное поднятие главного клапана и, следовательно, полная производительность, достигаются при относительно низком избыточном давлении. После того, как давление в системе понижается ниже уровня установочного давления срабатывания, обратный поршень перемещается вниз и открывает впускное седло с целью запуска давления в купол. В результате закрывается главный клапан. Выпуск пилота всегда соединен трубкой с выпуском главного клапана.

К положительным характеристикам также можно отнести то, что:

- в режиме технологического процесса и пилот и главный клапан могут иметь герметичность на уровне 98 % от величины установочного давления срабатывания, поэтому система может работать в районе данной величины, что увеличивает ее пропускную способность;
- по причине малых скоростей в самом пилоте и питающей его системе большая часть его примесей выпадает;
- возможность проведения испытания клапана в полевых условиях;
- мягкие эластичные элементы клапана значительно продлевают срок службы всего узла;
- снижение объемов потерь продукции и загрязнения окружающей среды;
- возможность работы на высоком установочном давлении срабатывания;
- легкая настройка и проверка срабатывания клапана «ручным подрывом» производится путем сброса газа в свечу из пилота.

## **Выводы**

1. На ГРС, фактическая производительность которых отлична от максимальной и меняется в зависимости от потребностей получателей газа, эксплуатация предохранительных клапанов типа СППК (пропускная способность которых рассчитыва-

ется в зависимости от максимальной пропускной способности выходного газопровода) не может обеспечить надежную защиту потребителя газа от превышения выходного давления.

2. Замена ПК типа СППК на предохранительные клапаны пропорционального действия повысит надежность и безопасность ГРС, позволит уменьшить выброс газа в атмосферу в случае превышения давления и уменьшит вероятность возникновения аварийной ситуации. Тем самым это мероприятие позволит Обществу выполнить свои обязательства перед потребителями газа и повысит эффективность выполнения требований политики ОАО «Газпром» в области качества.

### Литература

1. ВРД 39-1.10-069-2002 Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов
2. ГОСТ 31294-2005- Межгосударственный стандарт клапаны предохранительные прямого действия
3. Заключение № 2/153-2012 ЗАО Научно-производственной фирмы «Центральное конструкторское бюро арматуростроения»
4. Политика в области качества ООО «Газпром трансгаз Томск»
5. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов



## ПРИЧИНЫ ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ СЕВЕРНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**Червинский М.А.**

*Начальник участка, Амурское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Одним из условий надежной работы газотранспортных систем является обеспечение устойчивого положения подземного газопровода на проектных отметках. Установлено, что при использовании традиционных средств балластировки, например: утяжелители бетонные охватывающие (далее УБО), утяжелители бетонные клиновидные (далее УБК) и закрепления (винтовые и вмораживаемые анкеры), это условие часто невыполнимо.

Проблему устойчивости магистральных газопроводов (далее МГ) необходимо решать не только на стадии строительства, но и как показывает практика, в период эксплуатации при нарушении проектного положения участков газопроводов или при повторной их укладке на болотистых и обводненных участках трассы. Приведение таких участков в проектное положение зачастую является более сложной задачей, чем укладка газопровода на стадии строительства из-за ряда возникающих специфических организационно-технических вопросов. Основной из них – достоверная оценка несущей способности участков действующих газопроводов, находящихся в эксплуатации до 30 и более лет, с целью применения безвырезной технологии ремонта.

В настоящее время у проектировщиков доминирует консервативный подход при выборе методов прокладки и средств закрепления газопроводов, ориентированный на замену труб, вырезаемых из участков, находящихся в непроектном положении. Последующее закрепление этих участков в траншее выполняется, как правило, материалоемкими и жесткими балластирующими конструкциями, чаще всего железобетонными утяжелителями, ненадежными при эксплуатации в обводненных слабонесущих грунтах с периодическим оттаиванием – промерзанием.

Следовательно, разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов, включающая оценку работоспособности средств закрепления трубопроводов в сложных условиях и рекомендации по обеспечению их устойчивости, является актуальной как для строящихся, так и для действующих систем магистральных газопроводов и выполняется в соответствии с приоритетными направлениями развития науки и техники ОАО «Газпром».

В северных районах страны МГ на балластируемых участках на значительной протяженности находятся выше проектных отметок – оголены или всплыли со сбросом утяжелителей. Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси газопровода в плане. В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка газопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки газопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается, как принято говорить, «растет». Таким образом, в течение ряда лет газопровод может всплыть (и всплывает) на протяжении всего обводненного участка.

Основная причина – негативное влияние продольных (и, как следствие, поперечных) перемещений газопроводов в грунте на работу системы газопровод – утяжелителя.

Как правило, в северных, да и в других районах работы по строительству МГ на болотах и заболоченных участках проводятся зимой, а ввод газопровода в эксплуатацию – летом. В результате положительных приращений температуры (например, было – 20°С, стало 40°С, приращение 60°С) и давления (было 0, стало 7,5 МПа) в первый весенне-летний период трубопровод удлиняется.

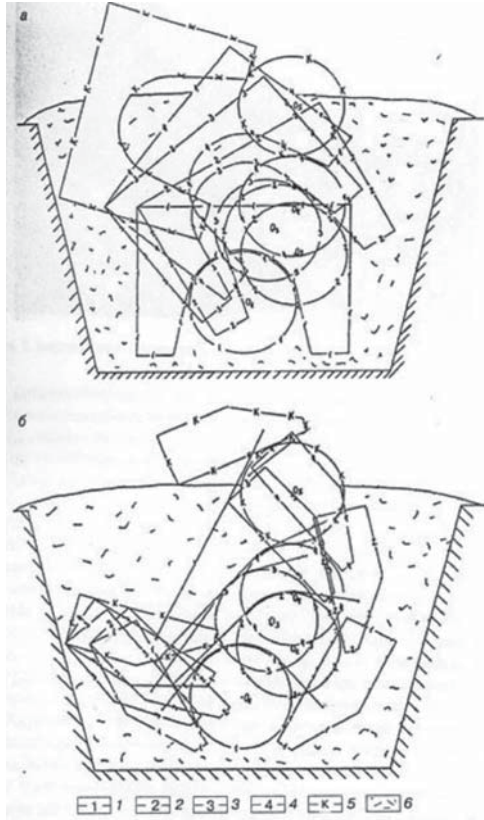
Исследования, проведенные Всесоюзным Научно-Исследовательским Институтом по Строительству и эксплуатации Трубопроводов (далее ВНИИСТОм), показывают, что водонасыщенный торфяной грунт засыпки трубопроводов в первый весенне-летний период его эксплуатации практически не обладает защемляющей трубопровод способностью, что можно отнести (для этого периода) и к водонасыщенным минеральным грунтам, особенно глинистым. В условиях центральных районов России водонасыщенные грунты засыпки трубопроводов восстанавливают свою плотность до 70 % от плотности ненарушенного грунта за три – пять лет, в грунтовых условиях Уренгоя и Ямбурга – за восемь – одиннадцать лет, на полуострове Ямал этот период еще продолжительнее.

Несложные расчеты показывают, что участок трубопровода диаметром 1420 мм и длиной 1 км, защемленный одним концом и свободно лежащий на всем протяжении на поверхности воды в траншее, при приведенных положительных приращениях температуры и давления удлиняется на 1 м (или 1 мм на каждый метр длины заболоченного участка).

Рассмотрим реальный защемленный по берегам болота участок газопровода длиной 1 км, имеющий в средней части угол поворота в горизонтальной плоскости. Здесь свободным концом участка газопровода можно (для расчета) считать вершину этого угла. При тех же приведенных условиях вершина угла сместится от проектной оси во внешнюю область угла на 0,5 м, траектория ее перемещения будет направлена вверх под острым углом (близким к 45°) к горизонтальной плоскости. При снижении давления и (или) температуры перекачиваемого газа газопровод укорачивается, вершина угла поворота его оси смещается во внутреннюю область угла, перемещаясь вверх также под углом, близким к 45° к горизонтали. Если учесть (применительно к данному примеру), что грунт засыпки на береговых обводненных участках перехода через болото в первый весенне-летний период также обладает малой защемляющей газопровод способностью, поперечное перемещение вершины угла превысит 0,5 м.

При использовании УБК, монтируемых на газопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,5–2,5 м, защемленный в грунте засыпки утяжелитель не может переместиться вместе с газопроводом в поперечном на направлении, сохраняя устойчивость и балластирующую способность (рис.1, а).

Снижение балластирующей способности утяжелителей в сочетании с уменьшением глубины заложения газопровода в грунт в результате его возвратно-поступательных поперечных перемещений приводит к всплыванию газопровода первоначаль-



**Рис. 1.** Изменение пространственного положения утяжелителей УБК (а) и УБО (б) при поперечных перемещениях участка газопровода (горизонтальный угол – на переходе через болото протяженностью 2 км)

1 – проектное положение газопровода и утяжелителя; 2 – положение газопровода и утяжелителя на первой стадии всплытия; 3 – то же, на второй стадии всплытия; 4 – то же, на третьей стадии всплытия; 5 – газопровод всплыл; 6 – траншея для газопровода диаметром 1420 мм

чально на участке угла поворота, что инициирует, как было отмечено, ежегодный рост длины всплывшего участка в период паводков.

При перемещениях газопровода в продольном направлении утяжелители УБК, зафиксированные в грунте засыпки и потому не имеющие возможности перемещаться вместе с газопроводом, несмотря на применение защитных подкладок повреждают изоляционное покрытие газопровода, так как они имеют малую поверхность контакта с газопроводом и, следовательно, большое удельное давление на изоляционное покрытие (стенку) газопровода (около 1 МПа).

При использовании УБО, монтируемых на газопровode диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,9–2,5 м, возвратно-поступательные поперечные перемещения вершины угла из гнутых кривых также приводят к сбросу утяжелителей (рис. 1, б).

При продольных перемещениях газопровода (блоки утяжелителей зафиксированы в грунте засыпки и не могут перемещаться вместе с газопроводом) соединительные пояса, обжатые на поверхности газопровода весом блоков утяжелителей и грунта засыпки над ними (около 4 т на каждый конец пояса), не могут сместиться по поверхности газопровода и перемещаются вместе с ним, что приводит к значительному увеличению усилий в соединительных поясах и, как следствие, при определенной величине перемещений, к разрушению утяжелителя (разрыв поясов, вырыв крюков из тела блоков утяжелителей) с последующим всплытием газопровода.

Во ВНИИСТе была поставлена задача: исследовать работу системы газопровод диаметром 1420 мм – утяжелитель УБО при продольном перемещении газопровода в грунте; выявить численную величину допустимых перемещений газопровода с целью уточнения области применения утяжелителей УБО. Для исследований использовали стенд, состоящий из жесткой станины, на которой установлены две роликовые опоры, обеспечивающие сопротивление качению 0,03–0,05 от  $Q$  на роликовых опорах уложена труба диаметром 1420 мм. Продольные перемещения трубы осуществлялись с помощью горизонтального гидроцилиндра. Между штоком гидроцилиндра и трубой есть возможность установить несколько звеньев, что позволяет осуществлять довольно значительные перемещения трубы ступенями, так как длина хода штока гидроцилиндра не превышает 300 мм. Гидроцилиндры работают от насосной станции СМЖ-83-16 с электроприводом. На трубе сверху по желобу вращается направляющий ролик. Его назначение – предотвращать повороты трубы вокруг оси в процессе продольного смещения. Труба изолирована пленочной антикоррозийной изоляцией «Поликен».

Для испытаний использовали металлический соединительный пояс утяжелителя УБО стандартной ширины, из полосы толщиной 5 мм. Пояс был размещен на трубе и соединен с вертикальными гидроцилиндрами через два динамометра растяжения. Пояс с обеих сторон трубы диаметром 1420 мм был зафиксирован от смещения упорами на уровне 600 мм от нижней образующей трубы. С помощью ручного масляного насоса было поднято давление в вертикальных гидроцилиндрах и создано усилие на пояс, имитирующее вес утяжелителя и нагрузку от веса грунта, равную 36 кН на каждый конец соединительного пояса.

С помощью горизонтального гидроцилиндра осуществлялось плавное перемещение трубы по роликовым опорам, что вызвало увеличение усилий на каждом из динамометров растяжения. Труба перемещалась совместно с соединительным поясом, т. е. проскальзывания пояса по поверхности подкладочного материала не происходило. По мере перемещения пояс разворачивался и своим краем, передним по ходу движения трубы, врезался в подкладочный материал. При перемещении трубы на 40 мм показания динамометров возросли до 340 и 380 кН, т. е. в среднем в 10 раз. Дальнейшее перемещение трубы было прекращено, так как могло вызвать разрыв соединительного пояса и повреждение приборов.

Таким образом, установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой допускается применение железобетонных утяжелителей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм. Для грубого расчета про-

тяжесть участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращениях температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м – при металлических соединительных поясах; 50 м – при мягких. На остальном протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам.

1. Утяжелитель (утяжеляющее покрытие) должен перемещаться в грунте вместе с трубопроводом без взаимных смещений, при этом утяжелитель должен иметь малое лобовое сопротивление, а лучше не иметь его, и надежное сцепление (защемление) с трубопроводом. К таким утяжелителям следует отнести:

- обетонирование;
- окольцевые бетонные утяжелители и чугунные грузы.

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) или под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и(или) изоляционного покрытия трубопровода.

Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести (из известных): грунтозаполняемые полимерно-контейнерные балластирующие устройства (далее ПКБУ) и контейнер текстильный (далее КТ) с удельным давлением не более 0,02 МПа; способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из геотекстильного иглопробивного полотна (далее НСМ).

Следует отметить, что при поперечных подвижках трубопровода утяжелители типа КТ, имеющие 10-кратный запас прочности конструкции и обтекаемую поверхность, перемещаются вместе с трубопроводом, практически без изменения своего пространственного положения относительно него, сохраняя балластирующую способность и препятствуя всплытию газопровода.

При использовании ПКБУ негативное влияние перемещений трубопровода может быть минимизировано групповым размещением ПКБУ с шагом до 25–30 м в осях групп симметрично вершине угла (из гнутых кривых) поворота оси газопровода в плане.

Исследования показали, что широко применяемые железобетонные утяжелители УБО и УБК не удовлетворяют ни одному из двух принципов, следовательно, их применение следует максимально ограничить.

На сегодня создана нормативная база, используя которую можно повысить эксплуатационную надежность магистральных газопроводов. Дело за специалистами ОАО «Газпром»!

## ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

**Чернов А.А.**

*Главный специалист Управления по эксплуатации магистральных газопроводов, ООО «Газпром трансгаз Москва»*

Комплексная программа повышения надежности ООО «Газпром трансгаз Москва» (далее – Общество) определяет необходимые объемы реконструкции и капитального ремонта объектов газотранспортной системы Общества (далее – ГТС) на период 2013-2017 гг. для обеспечения безаварийной работы ГТС и обеспечения транспорта газа в заданных объемах.

Целью программы является повышение надежности и эффективности транспортировки газа и уменьшение аварийности ГТС в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва».

Основные задачи Комплексной программы:

- восстановление и поддержание проектных и заводских параметров объектов ГТС с учетом назначенного срока эксплуатации;
- обеспечение проведения ВТД на всем протяжении линейной части;
- устранение нарушений зон минимально допустимых расстояний;
- снижение потребления газа на собственные технологические нужды;
- достижение 100% телемеханизации объектов транспорта газа;
- обеспечение замера газа на всех входах выходах ГТС Общества;
- обеспечение всеми видами технологической связи Общества на основе полной цифровизации;
- снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Необходимые объемы реконструкции и капитального ремонта объектов ГТС Общества, предусмотренные Комплексной программой, определены с учетом перспективных потоков газа по системе газоснабжения в зоне эксплуатационной ответственности Общества.

Комплексная программа повышения надежности ГТС охватывает следующие направления деятельности Общества:

- магистральные газопроводы и ГРС;
- компрессорные станции;
- объекты энерговодотеплоснабжения;
- автоматизация технологических процессов;
- технологическая связь.

Объекты реконструкции, входящие в Комплексную программу повышения надежности ГТС Общества, ранжированы по степени важности, в том числе определены первоочередные объекты и объекты высокой приоритетности на основании следующих критериев:

- необходимости реконструкции участков кольцевого газопровода Московской области с увеличением диаметра трубопровода и контрольно-распределительных пунктов, с целью обеспечения возрастающего газопотребления г. Москвы и области, а также с учетом расширения границ г. Москвы;

- наличие предписаний органов Ростехнадзора о подготовке газопроводов к проведению внутритрубной диагностики по результатам аварий на линейной части;
- наличие ограничений по вопросам согласования подачи газа перспективным потребителям из-за достижения проектной загрузки газораспределительных станций и подводящих газопроводов-отводов;
- необходимость развития газоснабжения областных центров и крупных промышленных зон на основании разработанных схем газоснабжения регионов.

Для реализации Комплексной программы повышения надежности ГТС Общества разработана концепция проведения комплексного капитального ремонта и реконструкции ГТС. Концепция определяет основные направления работы по капитальному ремонту и реконструкции линейной части магистральных газопроводов (МГ), газопроводов-отводов (ГО) и ГРС, критерии вывода объектов в ремонт и реконструкцию, методы проведения работ, объемы работ и финансирования, с учетом особенностей ГТС, расположенной на территории 14 субъектов РФ с высокой плотностью населения.

Подходы, реализуемые в концепции, призваны решить следующие основные задачи – это обеспечение повышения надежности и безопасности эксплуатируемых объектов магистральных газопроводов, повышение эффективности трубопроводного транспорта, полное и рациональное использование основных фондов, увеличение срока службы линейной части магистральных газопроводов и ГРС. Для решения этой задачи выполняются работы по реконструкции объектов ЕСГ, в том числе реконструкции линейной части МГ для подготовки к внутритрубной диагностике (ВТД), по капитальному ремонту линейной части МГ и газопроводов-отводов с заменой труб и изоляционного покрытия, а также работы по комплексному капитальному ремонту ГРС.

Реализация Программы позволит существенно повысить экономическую эффективность, продлить «жизненный цикл» ГТС и будет способствовать достижению важнейших целей ОАО «Газпром»:

- повышение надежности транспортировки газа и газоснабжения потребителей;
- обеспечение промышленной и экологической безопасности газотранспортных объектов;
- обеспечение транспортировки перспективных газовых потоков;
- повышение показателей защищенности объектов ЛЧ от внешней коррозии.

ГТС в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва» включает в себя разветвленную сеть магистральных газопроводов и газопроводов-отводов протяженностью 21,514 тыс. км, из них магистральные газопроводы - 13,53 тыс. км и газопроводы-отводы – 7,98 тыс. км. В эксплуатации находятся 737 ГРС и КРП, в том числе 32 ГРС, находящиеся на балансе потребителей.

По газопроводам, эксплуатируемым ООО «Газпром трансгаз Москва», осуществляется подача газа более чем в 450 городов России, включая г.Москву, на экспорт, а также крупным предприятиям энергетики, химии и металлургии.

Формирование программы капитального ремонта и реконструкции ООО «Газпром трансгаз Москва» осуществлялось в соответствии с «Программой комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов



ОАО «Газпром» на 2011-2015 гг.», утвержденной Постановлением Правления от 31.03.2011 № 17, с учетом целевых показателей комплексного капитального ремонта на период 2012-2015 гг., а также с учетом «Программы реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа и подземных хранилищ газа на 2011-2015 гг.», утвержденной Постановлением Правления от 31.03.2011 № 16. Объекты ремонта и реконструкции распределены по газотранспортным системам и коридорам газопроводов, этот принцип позволяет концентрировать усилия на наиболее важных направлениях с точки зрения транспорта газа и условий прохождения на местности.

Определены основные критерии вывода объектов в капитальный ремонт и реконструкцию:

- срок эксплуатации газопроводов, входящих в ГТС;
- наличие ограничений по рабочему давлению;
- наличие аварий и инцидентов;
- наличие, количество коррозионных повреждений;
- техническое состояние газопроводов по результатам ВТД и других видов диагностики;
- состояние и тип изоляционного покрытия газопроводов;
- наличие нарушений зон минимально-допустимых расстояний;
- условия прохождения газопроводов на местности;
- наличие, количество и техническое состояние пересечений газопроводов с искусственными, естественными преградами и взаимных пересечений;
- наличие участков с непроектной глубиной залегания;
- наличие неравнопроходных участков и запорной арматуры, углов поворота радиусом менее 5Д, отсутствие узлов запуска и приема ОУ и, как следствие, отсутствие возможности проведения ВТД;
- наличие «узких мест» на линейной части, влияющих на обеспечение перспективных потоков, и снижение энергозатрат в транспорте газа;
- показатель технического состояния.

С целью оптимизации и снижения затрат при проведении работ на линейной части предлагается внедрение следующих мероприятий:

1. Использование временных камер приема и запуска ВТУ на группу газопроводов одного диаметра, расположенных на оптимальном расстоянии друг от друга. Реализация данного мероприятия позволит сэкономить 1,1 млрд. рублей.

2. Использование передвижных малогабаритных компрессорных станций для перекачки газа из опорожняемых газопроводов. Данное мероприятие позволит уменьшить потери газа порядка 16 млн.м<sup>3</sup> в год.

3. Переход от переизоляции в трассовых условиях на выполнение замены участков с использованием трубы АЗ, ремонт которой выполнен в заводских условиях (**мобильный завод**). Это позволит применять изоляционные покрытия, срок службы которых в 3-5 раз больше покрытий, применяемых в настоящее время, и может достигать до 40 лет. Кроме того, в условиях завода качество выполнения отбраковки труб будет значительно выше, чем в трассовых условиях, что в конечном итоге приведет к повышению качества ремонта в целом. Подготовка кромок трубы



к сварке в заводских условиях позволит вести работы с применением автоматической сварки, что сократит сроки работ и снизит трудозатраты. С учетом развитой транспортной инфраструктуры региона, а также с целью обеспечения круглогодичной загрузки мобильный завод предлагается географически разместить в г. Ефремове Тульской обл. на территории промплощадки не используемой в настоящее время компрессорной станции. В первый год трубы с участков обязательной замены будут доставлены на завод для проведения отбраковки, по результатам которой будет определено количество трубы, которое можно использовать на участках 3-4 категорий объектов следующего года, таким образом, заявка трубы на объект следующего года будет складываться из следующих источников поставки: труб повторного применения на участки III-IV категории; новой трубы на участки категорий V, I-II, а также новой трубы на участки III-IV в случае нехватки труб повторного применения. По предварительным расчетам данный способ ремонта будет более выгоден, чем выполняемая в настоящее время переизоляция в трассовых условиях, за счет повышения срока службы отремонтированного газопровода. Данный способ ремонта также оптимален при проведении ремонта методом параллельной прокладки, что позволяет вести работы без вывода из эксплуатации действующего газопровода на период ремонта и выполнять ремонт практически круглый год. В Московском регионе предлагается рассмотреть вариант привлечения к ремонту трубы категории АЗ Московского трубозаготовительного завода. Реализация данного мероприятия позволит сэкономить более 6 млрд. руб. за период 30 лет.

Реализация вышеуказанных мероприятий позволит повысить надежность и эффективность транспортировки газа и уменьшить аварийность газотранспортной системы ОАО «Газпром».

## ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО ГЕОДЕЗИЧЕСКОМУ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЮ МГ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»

**Шестко А.Л.**

*Инженер, УОРР и СОФ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Для нашей организации является актуальным вопрос энергоэффективности и экологической безопасности производственных процессов. Большие объемы данных, полученных в период жизненного цикла магистрального газопровода и объектов линейной части (проектная и исполнительная документация, результаты обследований газопровода и др.) требуют применения современных средств их обработки и анализа. И в первую очередь к таким средствам следует отнести технологию географических информационных систем (ГИС), предоставляющую наиболее прогрессивные функции управления данными.

В настоящее время ООО «Газпром трансгаз Томск» эксплуатирует более 7600 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов. Одной из важнейших целей ООО «Газпром трансгаз Томск», с точки зрения транспортировки газа, являются надежная и безаварийная эксплуатация объектов магистральных газопроводов и, как следствие, бесперебойная поставка газа потребителям. Для предотвращения возможных аварийных ситуаций необходимо иметь полную информацию о техническом состоянии газопровода (в т. ч. районе прохождения газопровода (природно-климатические условия)), точном местоположении газопровода и вдольтрассовых объектов, а также потенциально опасных мест и дефектов.

С 2008 года Общество проводит геодезическое позиционирование магистральных газопроводов и площадных объектов (крановые площадки, ЛЭП, СКЗ и др.), находящихся в зоне его эксплуатационной ответственности. Одной из подрядных организаций, проводящих работы по геодезическому позиционированию на объектах ООО «Газпром трансгаз Томск», является ЗАО «Геофорум». В 2012 году ЗАО «Геофорум» выполняло работы по геодезическому позиционированию МГ «УКПГ-2 Нижне-Квакчикского ГКМ – АГРС г. Петропавловска-Камчатского», эксплуатируемого Камчатским ЛПУМГ. Данный газопровод проходит по территориям трех муниципальных районов Камчатского края (Соболевский, Усть-Больше-рецкий, Елизовский), пересекает 386 постоянных, временных и искусственных водотоков, переходит через 31 активный тектонический разлом. Перепад высот при этом по трассе магистрального газопровода составляет от 30 до 520 м на протяженности 3—5 км.

Целью работ по геодезическому позиционированию перед ЗАО «Геофорум» являлось уточнение местоположения, с разбивкой локальной геодезической сети (установкой дополнительных локальных опорных пунктов), газопровода МГ «УКПГ-2 Нижне-Квакчикского ГКМ – АГРС г. Петропавловска-Камчатского» и объектов линейной части (подъездных дорог и вдольтрассовых проездов, крановых узлов, узлов приема-запуска внутритрубных устройств, станций катодной защиты, КИП), и нанесение их на цифровые карты масштаба 1:25000 с целью после-

дующего использования в Географической Информационной Системе Геодезической Обеспеченности Трубопроводных Систем (ГИС ГОТС). Также был произведен расчет географических координат дефектов, полученных по результатам внутритрубной диагностики (далее – ВТД). Получившие координатную привязку дефекты также нанесены на цифровые карты данных.

Выполнение работ проводилось в 4 этапа:

1. Подготовительные работы;
2. Полевые работы по геодезическому позиционированию МГ;
3. Камеральные работы;
4. Наполнение ГИС.

### **1. Подготовительные работы**

Выполнение подготовительных работ включало в себя следующие мероприятия:

1. Подбор топографо-геодезических материалов на район проведения работ по геодезическому позиционированию МГ.
2. Получение от эксплуатирующей организации исполнительной документации на участок проведения работ.
3. Получение от эксплуатирующей организации информации о наличии и местоположении:
  - маркеров, используемых при проведении ВТД;
  - пересечений МГ с надземными, подземными коммуникациями и сооружениями;
  - переходов МГ через естественные и искусственные препятствия;
  - дорог, кабелей, сооружений, коммуникаций, ЛЭП, расположенных в непосредственной близости к трассе МГ.
4. В Росреестре по Камчатскому краю были получены выписки координат исходных пунктов Государственной Геодезической Сети (ГГС).

### **2. Полевые работы**

Полевые работы по геодезическому позиционированию МГ включали в себя:

1. Подготовительные работы.  
В подготовительный период специалистами ЗАО «Геофорум» были выполнены работы по обследованию исходных пунктов ГГС и оценка их пригодности для использования.
2. Разработку схемы проектируемой сети на район проведения геодезических работ.
3. Создание локальной геодезической сети, путем заложения дополнительных локальных опорных пунктов, которая представляет собой сгущенную сеть, основанную на пунктах государственной геодезической сети (ГГС). Места закладки пунктов обеспечивают их сохранность при проведении ремонтных работ.
4. Определение спутниковыми приборами координат вновь заложённых пунктов геодезической сети.

5. Выполнение геодезической съемки оси газопровода и объектов линейной части МГ и газопроводов-отводов.

6. Определение глубины заложения газопровода с использованием трубокабелескателей (с точностью не грубее 5 % от глубины заложения).

### 3. Камеральные работы

Камеральные работы включали в себя:

1. Окончательная обработка материалов по геодезическому позиционированию МГ.

2. Разработка и формирование технического отчета по выполнению работ.

### 4. Наполнение ГИС

Исходными данными для наполнения ГИС явились данные полевых работ по геодезическому позиционированию МГ «УКППГ-2 Нижне-Квакчикского ГКМ – АГРС г. Петропавловска-Камчатского».

Для удобства работы с этими пространственно определенными (на основе проведенных работ по геодезическому позиционированию) данными была применена ГИС ГОТС, разработанная на платформе MapInfo.

В ходе выполнения работ по наполнению ГИС было выполнено:

- получение, анализ и подготовка данных для построения продольных профилей;
- получение, анализ данных ВТД;
- расчет координат дефектов;
- подготовка информационных массивов (слоев) в соответствии с классификатором ГИС;
- наполнение ГИС данными геодезического позиционирования МГ, данными ВТД;
- переработка исходных данных и результатов работ по геодезическому позиционированию МГ и загрузка переработанных данных в геоинформационную базу данных ГИС;
- создание цифровой карты масштаба 1:25000 полосы коридора газопровода шириной 10 км и карты масштаба 1:1000000 по имеющимся картографическим материалам, с последующим обновлением карты по материалам космической съемки и полевого дешифрирования.

Применение данных, полученных при проведении работ по геодезическому позиционированию, позволяет существенно оптимизировать как работу служб эксплуатации линейной части, так и работу Общества в целом.

Объединение данных внутритрубной дефектоскопии и геодезического позиционирования дает точное планово-высотное положение газопровода и дефектов труб, что позволяет эффективно принимать решения по оперативной ликвидации аварийных ситуаций, существенно сократить время поиска дефектов на МГ. На основе анализа пространственного расположения дефектов принимается решение о первоочередности профилактических работ по отдельным участкам.

В рамках проведения работ по геодезическому позиционированию МГ были выполнены работы по нанесению на ситуационные планы границ и наименований землепользователей, что позволяет спланировать проведение работ по ликвидации возможных аварийных ситуаций с привлечением сторонних организаций с учетом территориальной удаленности (особенно в труднодоступных районах). Также это позволит существенно сократить временные затраты на заключение договоров аренды земельных участков при необходимости проведения работ по ремонту участков газопровода.

### **Заключение**

В результате проведенных работ по геодезическому позиционированию решены следующие важные задачи:

1. Выполнены работы по геодезической привязке магистрального газопровода и линейных сооружений к географическим координатам.

2. Контроль положения магистрального газопровода в зонах активных тектонических разломов по результатам позиционирования и координирования газопровода с последующим уточнением планово-высотных характеристик газопровода.

3. Привязка дефектов к географической ситуационной подложке и оценка возможности переброски тяжелой техники для выполнения работ по ремонту газопровода.

4. Возможность выгрузки полученных данных в GPS-навигаторы для быстрого поиска и выхода на местонахождение дефектов.

5. Учитывая сложности землеустройства на линейной части магистральных газопроводов, особенно после ввода в эксплуатацию вновь построенных объектов и в связи с требованием о нанесении газопроводов на карты землепользователей, вопросы нанесения закоординированного газопровода на карты землепользователей и установление границ землеотвода, по предложению ПО ЭМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» (А. Л. Шестко), выполнено ЗАО «Геофорум».



## **СЕКЦИЯ 2**

### **ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ. ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

## ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕКЛОУЗЕРОМ РВА/TEL

Безменов С.В.

*Электромонтёр, Барабинское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

При обслуживании СКЗ и КП-ТМ были замечены недостатки в обеспечении бесперебойного электроснабжения станций катодной защиты и контролируемый пункт системы линейной телемеханики магистрального газопровода «Омск-Новосибирск». Это связано с большой протяженностью питающих ЛЭП и возникновением на них аварийных ситуаций, отсутствие возможности оперативного ремонта этих линий, вследствие этого возникают перерывы в электроснабжении фидеров. Перерывы в электроснабжении могут продолжаться более суток.

Согласно, руководящих документов аварийные отказы оборудования системы ЭХЗ, КП-ТМ должны быть устранены в течение 24 часов.

Для питания ЛЭП установлены вводные коммутационные аппараты реклоузеры РВА/TEL 10–12,5/630 У1. Реклоузер вакуумный РВА/TEL-10-12,5/630 (РВА/TEL) – автоматический пункт секционирования воздушных или комбинированных линий электропередачи трехфазного переменного тока частотой 50(60) Гц номинальным напряжением 10(6) кВ с любым режимом работы нейтрали.



РВА/TEL предназначен для выполнения следующих функций:

- автоматическое отключение поврежденных участков линии;
- автоматическое повторное включение (АПВ);
- автоматический ввод сетевого резервного питания (АВР);
- оперативная местная и дистанционная реконфигурация сети;
- самодиагностика;
- измерение параметров режимов работы сети;
- ведение журналов оперативных и аварийных событий в линии;
- дистанционное управление.

РВА/TEL – аппарат наружной установки, предназначенный для работы в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от  $-50^{\circ}$  до  $+55^{\circ}$  °С

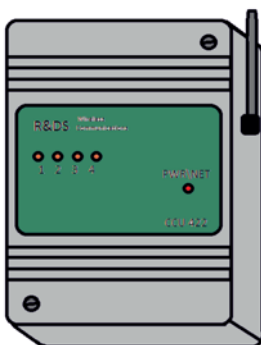


на высоте до 1000 м над уровнем моря, при скорости ветра не более 40 м/с (в условиях отсутствия гололеда) и 15 м/с (при допустимой стенке гололеда на более 25 мм).

Для устранения аварийных отказов электроснабжения удалённых объектов, не оборудованных системой линейной телемеханики, предлагаю оперативное управление реклоузерами по связи с мобильного телефона.



Управление реклоузером осуществляется с помощью GSM контроллера ССУ 422-LT-P. Посредством встроенных реле, контроллер может коммутировать электрические цепи по команде владельца (DTMF сигналы), SMS команде, автоматически по времени (по заданному графику) или совокупности событий. Посредством SMS в диалоговом режиме с подтверждением выполнения команд контроллер ССУ 422 имеет набор команд для управления. Пользователь формирует управляющие сообщения, используя набор команд и имен.



Основные функциональные возможности:

- Сценарии управления реле и выходами для задания формы сигнала; необходимой для конкретного применения;
- Голосовое и/или SMS оповещение о всех событиях в системе;
- Функция контроля ошибок управляющих SMS поможет быстро обнаружить неверно отправленные команды и исправить их;
- Оповещение при отключении сетевого питания, разряде резервного аккумулятора, критическом изменении температуры устройства, снижении баланса и вскрытии корпуса.

Традиционная схема электроснабжения линейных объектов трубопровода выполняется по магистральному принципу, зачастую с однократным сетевым резервированием по магистрали. Отличительными особенностями этих схем является значительная протяженность по магистрали – до 100 км, равномерно распределенный характер нагрузок, до сетевого резерва и длины ответвлений порядка 100 м. В классической схеме основная защита линии от повреждений установлена на питающих подстанциях. Для этих целей используются маломасляные, реже вакуумные выключатели, а также электромеханические или электронные терминалы релейной защиты и автоматики.

В случае возникновения повреждения процесс его локализации полностью аналогичен местному подходу с той разницей, что все переключения выполняются дистанционно.

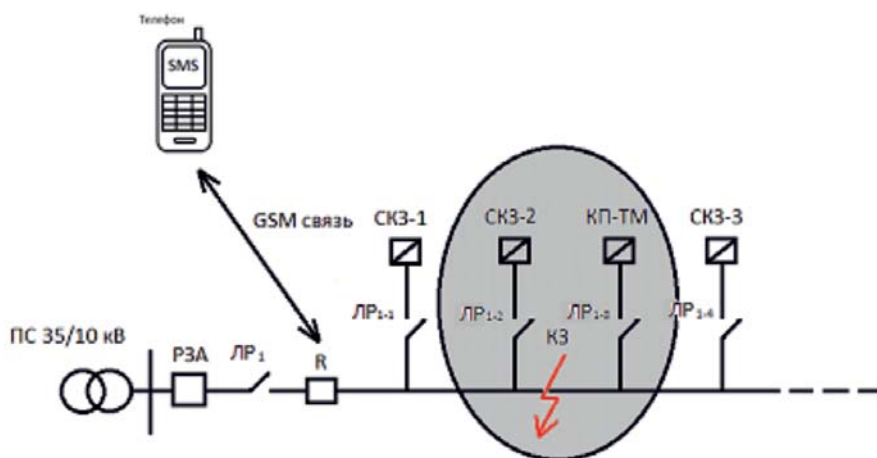


Схема электроснабжения линейных объектов трубопровода с дистанционным управлением реклоузера при аварийных режимах работы сети.

ЛР – ручной линейный разъединитель; РЗА – релейная защита и автоматика; R- реклоузер; СКЗ – станция катодной защиты; КП-ТМ – контролируемый пункт телемеханики

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, линейной части магистральных газопроводов применяются реклоузеры, установленные в качестве дистанционно управляемых пунктов секционирования. Управление реклоузерами производится централизованно диспетчером посредством телефона (через GSM связь). На реклоузерах действие защит заводится на «сигнал», что позволяет диспетчеру в случае возникновения повреждения получать оперативную информацию о состоянии реклоузера.

Такая система управления реклоузерами позволяет обеспечить заданный уровень надежности по фидеру в целом, облегчить поиск места повреждения и ускорить восстановление питания.

Эффект от применения контроллера ССУ 422-ЛТ-Р на реклоузере вдольтрассовой линии магистрального газопровода можно условно разделить на основные составляющие:

- Уменьшение затрат на выезды аварийной бригады для осмотра и включения ВЛ;
- Снижение риска нарушения технологического процесса, а соответственно и возможных ущербов от аварийного выброса газа;
- Снижение затрат на эксплуатацию вдольтрассовых линий. В условиях значительных протяженностей больший эффект приобретает сокращение времени локализации повреждения и полная автоматизация процесса поиска поврежденного участка;
- Снижение нагрузки на диспетчерский персонал. Диспетчер видит конечное состояние реклоузера локализованного участка сети, все переключения и реконфигурации выполнены автоматически реклоузерами без его участия.

Все что необходимо сделать – это направить на поврежденный участок ремонтную бригаду.

## ВОЗНИКНОВЕНИЕ ПЕРЕМЕННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА НА ГАЗОПРОВОДАХ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДОВ

Громенко М.Е.

*Инженер ЭХЗ, Томское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Главной задачей службы ЭХЗ является защита подземных трубопроводов от электрохимической коррозии. Для понимания всей серьезности поставленной перед службой задачи хочется напомнить, что коррозия подземных газопроводов приводит к колоссальным экономическим потерям. Она является причиной аварийных остановок и ремонтов, связанных с заваркой каверн, наваркой заплат, врезок катушек, заменой участков трубопроводов и поврежденных коррозией конструкций, потерь транспортируемого продукта, загрязнения окружающей среды, простоев оборудования потребителей газа и т. д. В данной статье мной рассматривается процесс возникновения переменной составляющей тока на газопроводах и ее влияние на скорость коррозионных процессов.

В 1984 г. В. Н. Бэкман в своей научной работе «Катодная защита от коррозии» доказал пагубное влияние остаточной пульсации напряжения (частотой 50 гц и менее) на катодную защиту подземных металлоконструкций, существенно увеличивающей скорость коррозии.

Открытие В. Н. Бэкмана нашло свое отражение в ГОСТ Р 51164–98 «ТРУБОПРОВОДЫ СТАЛЬНЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ». Данный документ содержит требования к преобразователям катодной защиты. Одним из требований является следующее: «Пульсация тока на выходе катодных станций допускается не более 3 % на всех режимах».

Преобразователи катодной защиты, эксплуатируемые у нас в ОАО «Газпром», удовлетворяют данным требованиям ГОСТа, но наблюдения показали, что пульсации все-таки присутствуют на подземных газопроводах и их источником является сеть электроснабжения участков КС, ГРС, водоснабжения и т. д.

Причиной «стекания» переменного тока с сетей электроснабжения на подземные трубопроводы является наличие многочисленных связей нулевого проводника питающей сети с подземным газопроводом посредством наличия у них общего контура заземления (Рис 1 и 2).

Механизм появления переменного напряжения на газопроводе рассмотрим на примере ГРС-4 г. Томска Томского ЛПУМГ. Для этого рассмотрим рисунок 3.

Согласно Рисунка 3 просматривается два возможных направления «стекания» тока утечки на газопровод:

1. подземный газопровод ГРС-4(4) через главную заземляющую шину контура заземления (3) и шкаф распределения ШР ГРС (2) соединен с нулевым рабочим проводником источника электроснабжения (6).

2. подземный газопровод ГРС-4 (4), через гальванически не изолированное от тела трубопровода оборудование КИПиА (5), соединен с главной заземляющей шиной контура заземления ГРС-4 (3) и, в свою очередь, в шкаф ШР ГРС (2) с нулевым рабочим проводником источника электроснабжения (6).

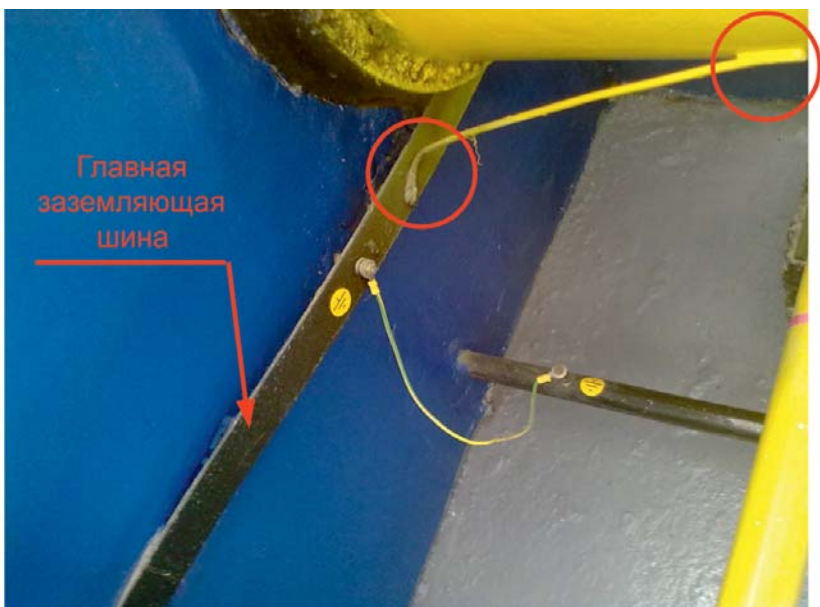


Рис. 1. Контакт газопровода ГРС-4 с контуром заземления сети электроснабжения



Рис. 2. Контакт газопровода ГРС-4 с контуром заземления сети электроснабжения

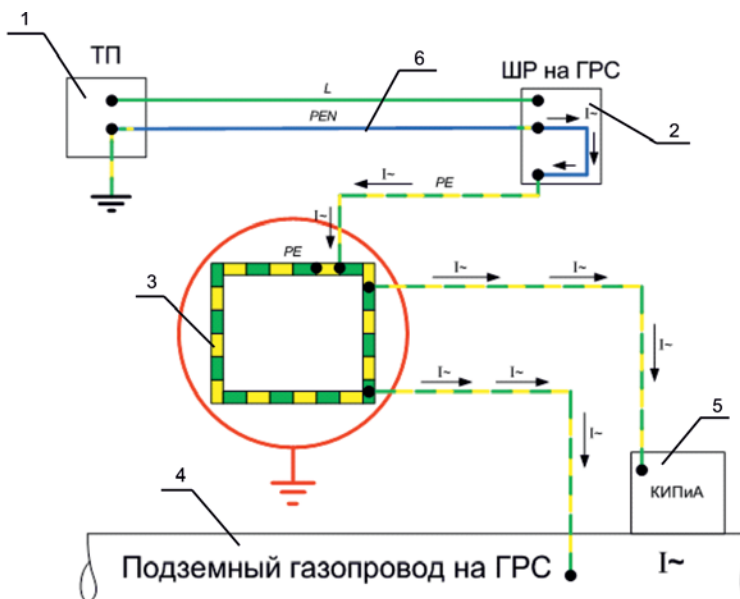


Рис. 3. Схема «стекания» переменного напряжения на подземный газопровод ГРС-4: 1 – источник электроснабжения ГРС – трансформаторная подстанция с глухозаземленной нейтралью; 2 – распределительный шкаф ГРС; 3 – заземляющая шина контура заземления ГРС-4; 4 – участок подземного газопровода ГРС; 5 – оборудование КИПиА, имеющее гальванический контакт с телом газопровода; 6 – нулевой рабочий проводник сети электроснабжения;  $I\sim$  – переменная составляющая тока.

В итоге мы имеем два пути, обеспечивающих присутствие переменной составляющей напряжения на подземном трубопроводе ГРС и, как результат, увеличение скорости коррозии со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Решением данной проблемы является исключение обоих, вышеописанных, направлений.

Исключение первого пути, (прямого контакта «трубопровод – контур заземления») изображенного на рисунке 1 и 2, не составляет особого труда. Но для соблюдения требований ПУЭ требуется монтаж отдельного для газопровода ГРС контура заземления, не имеющего металlosвязи с контуром заземления сетей электроснабжения (Рис. 4).

Для исключения же второго пути имеется два решения:

1. Гальваническая развязка оборудования КИПиА с телом трубы газопровода. Данное требование уже содержится в СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ», но распространяется лишь на вновьпостроенные и реконструируемые объекты.

2. Установка в сеть электроснабжения устройств защитного отключения (УЗО) (Рис. 5). Данное преобразование приведет тип имеющейся системы электроснабжения TN к типу TT и исключит возможность утечки переменного напряжения из сети

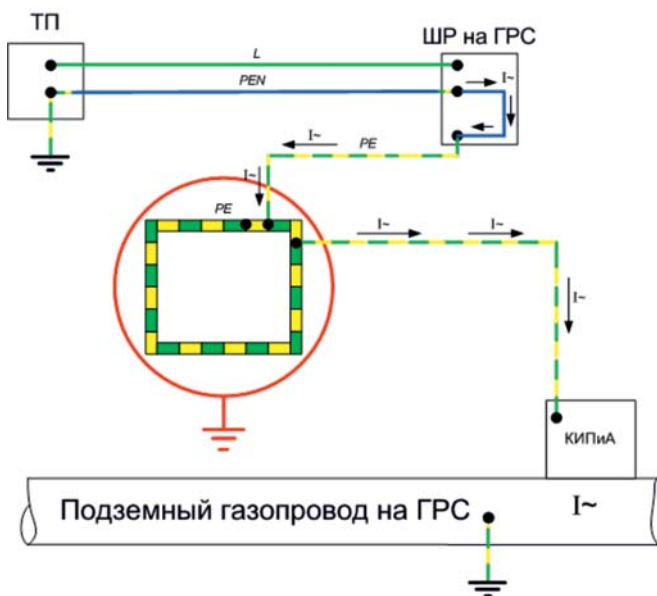


Рис. 4

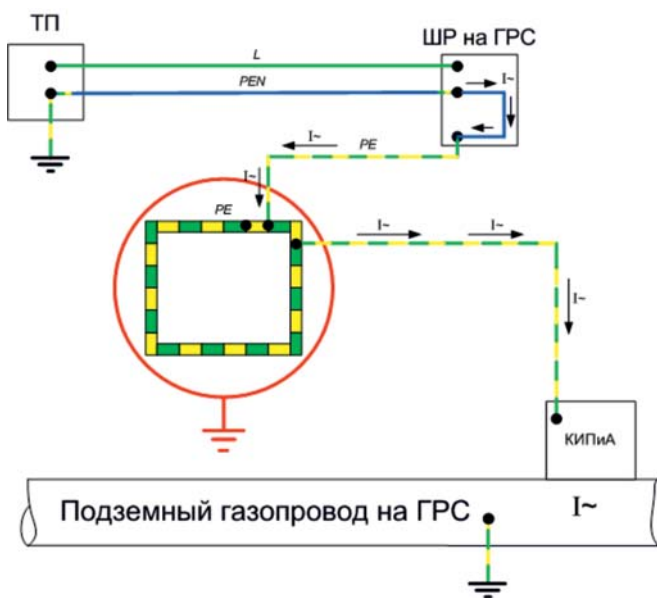


Рис. 5

электроснабжения на контур заземления, и далее через заземляющий проводник оборудования КИПиА на газопровод.

Так же монтаж УЗО обеспечит повышение уровня электробезопасности помещений ГРС. Выполняя функцию защиты от поражения электрическим током и короткого замыкания, УЗО постоянно отслеживает токи утечки через изоляцию электроустановок в грунт, а в случае превышения их величины более 10-30 мА отключает питающее напряжение.

Выводом к данной работе служит рекомендация, утверждающая, что для обеспечения наиболее качественной защиты от коррозии подземных трубопроводов всех участков газодобывающей и газотранспортной системы, от момента проектирования и до ввода в эксплуатацию, требуется тщательно отслеживать и исключать контакты подземных трубопроводов с сетями электроснабжения, методами, приведенными в данной работе.



## **ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ НЕПРЕРЫВНОГО ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗАГАЗОВАННОСТИ ФУТЛЯРА И ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНЫЕ И ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ**

**Гурьев Л.Ю.**

*Инженер, Чебоксарское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»*

Задачу по обеспечению безопасной эксплуатации газотранспортной системы ОАО «Газпром» невозможно решить без непрерывного (по времени) контроля технического состояния магистральных газопроводов в местах пересечения с ж/д и автодорогами (места пересечения МГ с авто- и ж/д дорогами можно охарактеризовать как места с большим скоплением людей).

Одним из факторов, в значительной степени определяющих надежность системы (при эксплуатации МГ с большим сроком службы) является своевременное обнаружение неисправностей и их устранение. Несмотря на проводимый полный комплекс мероприятий по обследованию пересечений газопроводов с автомобильными и железными дорогами, получаемые данные «устаревают» (становятся недостоверными) в тот же день.

Состояние магистрального газопровода, особенно в месте пересечения, достоверно можно оценивать только по динамическим данным (в режиме реального времени). Так же следует отметить, что проводимый комплекс мероприятий отнимает много ресурсов. Это объясняется большим количеством объектов (в Чебоксарском ЛПУМГ пересечений газопроводов с автодорогами – 215, а с железными дорогами – 12), на которых проводится сбор информации, а также рассредоточением их на большой территории (газопроводы Чебоксарского ЛПУМГ проходят по 2 республикам Чувашской и Мари Эл. На территории Чувашской республики МГ проходят в 8 районах).

Нами предлагается в 2 этапа осуществить модернизацию существующей системы проведения диагностики линейной части газопроводов на переходах через автомобильные и железные дороги:

1. В местах перехода через а/д и ж/д установить автономные датчики загазованности защитного футляра, устройства преобразования и передачи показаний этих датчиков посредством СМС на номера сотовых телефонов и на пульт управления системой.

2. В будущем дополнить систему датчиками контроля электрохимической защиты и индикаторами коррозии, наводороживания и других параметров, смонтированных в контрольно-диагностических пунктах (далее по тексту КДП).

Установка данного оборудования поможет:

- осуществить дистанционно, в режиме реального времени, полный контроль воздушной среды и состояния газопровода на переходах через автомобильные и железные дороги, что полностью исключит возможность возникновения аварийных ситуаций, связанных с утечкой газа в данных зонах и неконтролируемыми коррозионными процессами;

- уменьшить количество выездов, связанных с выполнением комплекса мероприятий по обследованию переходов газопроводов через автомобильные и железные дороги, что даст существенную экономию в денежных средствах (топливо), уменьшение износа техники (автотранспорт), более рациональное использование рабочего времени.

### Литература

1. ГОСТ Р 51164–98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
2. Содержание и сроки проведения ППР линейно части МГ.
3. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. СТО Газпром 2-3.5-454-2010.
4. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Васильев Г.Г. и др., том 1. ООО «Недра» 2005 г.
5. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Васильев Г.Г. и др., том 2. ООО «Недра» 2007 г.
6. Руководство по эксплуатации систем коррозионного мониторинга магистральных газопроводов (для опытно-промышленной апробации). ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ». Москва 2004 г.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛЯРИЗАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ С ПОМОЩЬЮ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ

Жулин А.А.

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Поляризационный потенциал определяет кинетику электродных реакций и характеризует защищенность от коррозии трубопровода. Пространственно он локализован в области двойного электрического слоя на границе металл-электролит.

Если электрод сравнения расположен на поверхности земли, то измеряемая вольтметром разность потенциалов «труба-земля» содержит кроме величины поляризационного потенциала еще и величину падения напряжения между электродом сравнения и металлом трубы – омическую составляющую  $U_{ом}$ :

$$U_{изм} = U_{пол} + U_{ом} = U_{пол} + IR,$$

$U_{пол}$  – поляризационный потенциал;

$U_{ом} = IR$  – омическая составляющая потенциала (омический потенциал).

В целях определения поляризационного потенциала МГ Похвистнево-Самара-III Отрядненского ЛПУ МГ, находящегося в зоне воздействия блуждающих токов от Куйбышевской железной дороги, были проведены измерения. Измерения состоят из синхронной регистрации двух параметров: разности потенциалов «труба-земля» и падения напряжения в грунте около трубопровода.

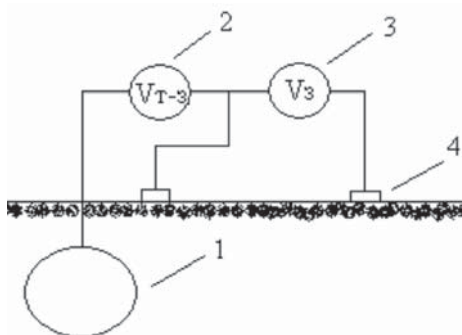


Рис. 1. Схема измерения потенциала «труба-земля» и падения напряжения около трубопровода.

1 – трубопровод; 2 – вольтметр для измерения разности потенциалов «труба-земля»; 3 – милливольтметр для измерения падения напряжения; 4 – электрод сравнения

В результате измерений получаем данные измерения потенциала «труба-земля» и падения напряжения в грунте, их можно представить в виде зависимости  $U_{m-3}$  от  $U_3$ , которую определим с помощью математической статистики, т. е.

$$U_{m-3} = f(U_3),$$

$U_{m-3}$  – потенциал «труба-земля»;

$U_3$  – падение напряжения в грунте около трубопровода.

Для выборки из 150 значений случайной величины  $U_{m-3}$  сформируем упорядоченный ряд результатов, называемый вариационным, в котором:

$$U_{m-3min} \dots U_{m-3max}.$$

Для получения достоверных результатов наблюдения за случайной величиной должны проводиться в практически равных (однородных) условиях. В противном случае возможны появления аномальных значений, которые могут возникать из-за воздействия факторов, имеющих объективный характер, но появляются эпизодически. Как правило, информация о неравнозначности значений выборки отсутствует. В таких условиях за показатель ошибочности отдельного значения принимается его отклонение от остальных (точнее его центрированное и нормированное по дисперсии отклонение).

Зная плотность распределения  $f(x)$  или функцию распределения  $F(x)$  случайной величины, можно вывести все свойства этой величины.

Поэтому при обработке статистического материала часто приходится решать вопрос о подборе для данной выборки аналитического выражения для  $f(x)$  или  $F(x)$ . Речь идет о проверке «непараметрических статистических гипотез». К методам решения данной задачи относят критерий Пирсона, Колмогорова.

Применение критерия Пирсона включает в себя построение гистограммы.

1. Вычисляем размах вариационного ряда и образуем «г» равных интервалов определенной шириной.

2. Результаты наблюдений группируем по интервалам, подсчитываем частоты величин, попавших в интервалы.

3. Строим гистограмму относительных частот. Гистограмма выступает в роли эмпирической аппроксимации генерального распределения.

4. Визуальный анализ вида гистограммы помогает выдвинуть гипотезу о виде кривой распределения, которой может быть описано эмпирическое распределение. Кандидатами на гипотетическое распределение обычно являются нормальное, равномерное, Релея, Пуассона.

5. При этом гипотеза в общем случае не дает численной информации о параметрах гипотетического распределения.

Числовые характеристики распределения можно рассчитать их по методу «группированных данных». Например, если выдвинута гипотеза о соответствии выборки нормальному распределению, то в качестве параметров будут оценки математического ожидания и среднеквадратичного отклонения.

6. Для выдвинутой гипотезы о плотности вероятностей (функции распределения) определяем теоретические вероятности попадания опытных данных в соответствующий интервал.

7. Вычисляем меру расхождения эмпирического (статистического) и предложенного гипотетического распределений по критерию Пирсона.

Для проверки гипотезы зададимся уровнем значимости  $\alpha$ , которая равна вероятности того, что при справедливости выдвинутой гипотезы о теоретической плот-

ности вероятности  $f(x)$  наблюдаемая мера расхождения  $\chi^2$  за счет случайных факторов примет значение больше критического значения  $\chi_{кр}^2(\alpha, k)$  при данных  $\alpha$  и  $k$ :

$$P[\chi^2 > \chi_{кр}^2(\alpha, k)] = \alpha,$$

где  $k$  – число степеней свободы.

Если наблюдаемое  $\chi^2 < \chi_{кр}^2(\alpha, k)$ , то нет основания отвергать гипотезу. Если же наблюдаемое  $\chi^2 \geq \chi_{кр}^2(\alpha, k)$ , то выдвинутая гипотеза отвергается и следует выдвинуть гипотезу о другом виде теоретического распределения.

Проведем анализ данных, полученных при измерении  $U_{m-3}$  на КИПе. В результате получим:

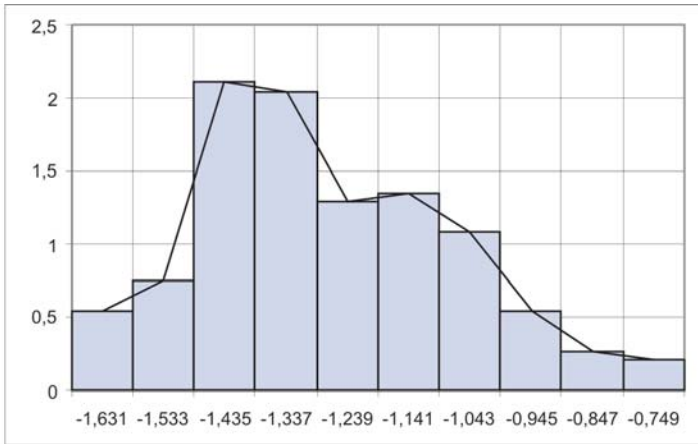


Рис. 2. Гистограмма и эмпирическая функция плотности распределения  $U_{m-3}$

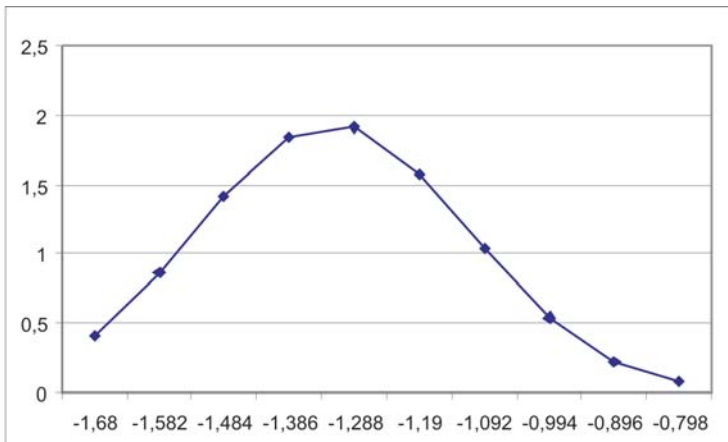


Рис. 3. Теоретическая функция плотности вероятностей  $U_{m-3}$

Аналогичным образом проведем анализ данных, измеренного падения напряжения в грунте,  $U_3$ .

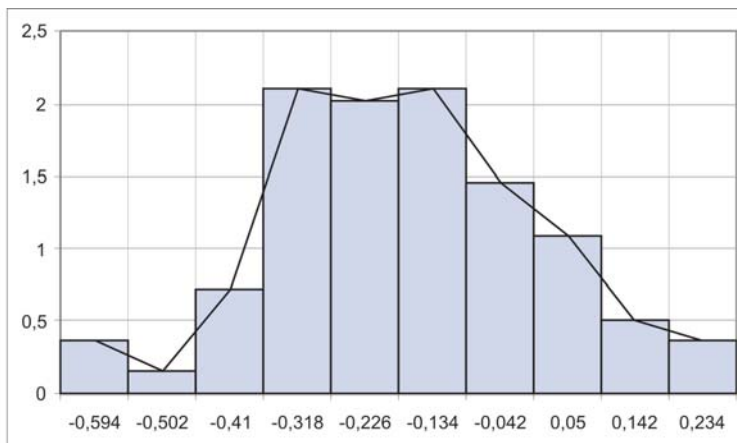


Рис. 4. Гистограмма и эмпирическая функция плотности распределения  $U_3$

$$\begin{cases} \chi^2_{набл} = 12,338, \\ \chi^2_{кр}(7; 0,025) = 16; \end{cases} \Rightarrow \chi^2_{кр} > \chi^2_{набл}.$$

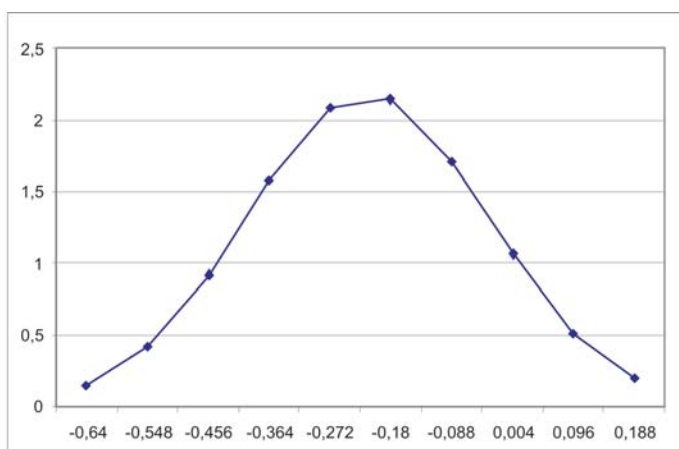


Рис. 5. Теоретическая функция плотности вероятностей  $U_3$

$$\begin{cases} \chi^2_{набл} = 12,037, \\ \chi^2_{кр}(7; 0,025) = 16; \end{cases} \Rightarrow \chi^2_{кр} > \chi^2_{набл}.$$

Поскольку значения  $U_{m-3}$ ,  $U_3$  распределены по нормальному закону, поэтому рассмотрим репрезентативную выборку из генеральной совокупности в объеме 25 данных и определим связь между этими величинами.

Таким образом, линия регрессии будет иметь вид:

$$\begin{cases} y = k \cdot x + b, \\ U_{m-3} = 1,088 \cdot U_3 - 1,022; \end{cases} \Rightarrow k = 1,088; b = -1,022.$$

#### Выводы:

- коэффициент  $b = -1,022$  равен значению поляризационного потенциала в данной точке;
- коэффициент  $k = 1,088$  отвечает за корреляцию данных и наличие блуждающих токов на данном участке;
- данным способом можно рассчитать с заданной точностью значения поляризационного потенциала и интервал, в котором он будет находиться с заданной степенью вероятности.

## ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ПОТОКОВ ЭНЕРГИИ В УПРОЧНЕНИИ ТРУЩИХСЯ ЧАСТЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ

Зяблов А.С.

*Мастер, Учебный центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В современных условиях ресурсоэффективности и энергосбережения одной из наиболее актуальных задач нефтегазовой промышленности является повышение надежности и эффективности эксплуатации трубопроводного транспорта. По данным Российских СМИ для продления планового ресурса эксплуатации нефтегазового оборудования требуется капитальный ремонт до 70 % трубопроводов [5]. Помимо основной причины выхода из строя нефтегазовых сооружений – коррозии – существует большое количество отказов трубопроводов из-за выхода из строя трубопроводной арматуры. Эксплуатационные причины отказа арматуры связаны с появлением трещин, вмятин, задигов или повреждением запорного органа (диска, клина, тарелки), что приводит к потере герметичности вследствие износа уплотнительных поверхностей корпуса.

Ремонт трубопроводной арматуры в зависимости от серьезности повреждений заключается в шлифовке и притирки задигов и вмятин или в наплавке нового уплотнительного слоя с последующей притиркой в случае появления отслоений, трещин и глубоких задигов [2].

В настоящее время восстанавливающую наплавку производят следующими способами: ручная дуговая наплавка, дуговая наплавка под флюсом, дуговая наплавка в защитных газах. Основным недостатком перечисленных способов является большая зона термического влияния (ЗТВ). Значительные тепловложения в процессе наплавки приводят к короблению конструкции арматуры в результате возникающих термических напряжений.

Данного недостатка лишены способы наплавки, основанные на использовании высококонцентрированных источников энергии: лазерная, электронно-лучевая, плазменная.

Применение лазерной наплавки для восстановления рабочих поверхностей ограничивается малым коэффициентом полезного действия, а электронно-лучевой – необходимостью создания вакуума для наплавки. К тому же оборудование для перечисленных способов имеет высокую стоимость и его применение в трассовых условиях затруднительно. В связи с этим наибольший интерес представляет плазменная наплавка порошком, которая позволяет получать покрытия различной толщины в защитной атмосфере аргона, при минимальном термическом воздействии на восстанавливаемую деталь [2, 3].

В последнее время активно исследуются различные наплавочные материалы с высокой износостойкостью. Наибольший интерес для восстановительной и упрочняющей плазменной наплавки представляют порошки на основе быстрорежущих сталей. Однако технология их нанесения не отработана, так как нет необходимого количества научных данных по влиянию параметров режима плазменной наплавки на структуру и свойства наплавленного металла. Поэтому целью данной работы яв-



ляется исследование влияния параметров режима плазменной порошковой наплавки на структуру и свойства наплавляемого металла для отработки технологии восстановления изношенных деталей запорной арматуры и возможности её использования при капитальном ремонте нефтегазового оборудования.

Плазменно-порошковую наплавку производили с использованием установки УПН-303УХЛ4, серийно выпускавшейся ВНИИЭСО. Расход транспортирующего и защитного газа составлял 10...16 л/мин, расход плазмообразующего газа – 2 л/мин. В качестве защитного и плазмообразующего газа использовался аргон высшего сорта по ГОСТ 10157—79 (99,993 %).

В качестве наплавляемого материала использовали порошок стали Р6М5 с гранулометрическим составом 100...350 мкм. Порошок наплавляли на пластины из конструкционной низколегированной стали 09 г2С толщиной 10 мм. Расход порошка составлял 1,9 кг/ч. Наплавку производили за один проход без поперечных колебаний плазмотрона с использованием режимов, представленных в таблице, где  $j$  – плотность тока,  $I$  – сила тока,  $V_{\text{нап}}$  – скорость наплавки,  $q$  – погонная энергия наплавки. Величину погонной энергии определяли по ГОСТ Р ИСО 857-1-2009.

Исследования макро- и микроструктуры производили с использованием микроскопа OLYMPUS GX51 и комплекта прикладных программ SIAMS 700. Глубину проплавления для каждого режима измеряли с помощью оптического микроскопа на четырех поперечных макрошлифах.

Таблица. Режимы плазменной порошковой наплавки

Режим наплавки	$q$ , кДж/см	$j$ , А/мм <sup>2</sup>	$I$ , А	$V_{\text{нап}}$ , см/с
1	22,8	10,19	200	0,21
2	24,5	9,17	180	0,17
3	25,9	11,2	220	0,21
4	28,2	10,19	200	0,17
5	32,1	11,2	220	0,17
6	36,9	10,19	200	0,13

Для выявления карбидов использовали щелочной травитель  $K_3[Fe(CN)_6]$ : KOH:  $H_2O=1:1:10$ . Травление осуществляли методом окунания в нагретый до 60...80 С реактив с выдержкой от 5 до 30 мин.

Величину зерна матрицы оценивали линейным методом А. Розиваля. Микротвердость наплавленного металла измеряли на приборе HVS-1000 (ГОСТ 9450-76) с шагом по глубине 50 мкм при нагрузке 2 Н.

Испытания на износ проводили согласно ГОСТ 23.208-79 «Обеспечение износостойкости изделий. Метод испытания материалов на износостойкость о нежестко закрепленные абразивные частицы». В качестве абразива использовали электрокорунд ( $Al_2O_3$ ) зернистостью от 50 до 400 мкм с относительным содержанием влаги не более 0,15 %.

## Результаты исследований

Глубина проплавления основного металла при наплавке изменяется в пределах от 300 до 600 мкм. Увеличение проплавления вызвано повышением погонной энергии, передаваемой плазменной струей. Частичное оплавление основного металла влияет на формирование структуры наплавленного слоя.

Химическим травлением микрошлифов выявлена типичная для литой быстрорежущей стали структура, представляющая собой эвтектические карбиды типа  $M_6C$  на основе вольфрама и молибдена [1, 2], расположенные по границам зерен аустенитно-мартенситной матрицы (рисунок 1). Методом дифференциального интерференционного контраста выявлена другая фаза, расположенная по границам и внутри зерен, которая согласно данным исследований представляет собой карбиды типа  $MC$  на базе карбидов ванадия. Средний размер представленных карбидов независимо от режима наплавки отличается незначительно и находится в пределах 1,3...1,7 мкм [4].

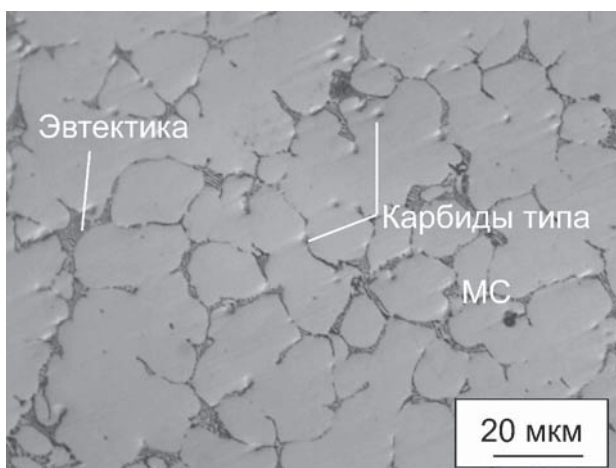


Рис. 1. Микроструктура наплавленного металла

В результате частичного перемешивания основного и наплавляемого металлов при оплавлении объемная доля карбидных выделений по толщине наплавленного слоя снижается к границе сплавления на 20...30 %. На рисунке 2 представлены графики изменения объемной доли карбидных частиц в направлении.

Наличие упрочняющей фазы, которая выделяется как по границам зерен в виде сетки карбидов, так и внутри зерен в виде мелкодисперсных частиц округлой формы, препятствует росту зерен наплавленного металла при увеличении тепловложения. Средний размер наплавленного зерна находится в пределах 16...25 мкм, что соответствует баллу 8 по ГОСТ 5639-82.

Согласно соотношению Холла-Петча [3] имеется прямолинейная зависимость твердости материала от размера зерна. При анализе изменения твердости наплавленного металла в зависимости от величины погонной энергии выявлено, что при

увеличении тепловложения средний уровень твердости снижается на 3...7 % независимо от размера зерна. Уменьшение твердости может быть связано с наличием релаксационных процессов в наплавленном металле при увеличении времени пребывания расплава в интервале температур 500..600°C [1].

Абразивные частицы имеют неправильную форму с острыми гранями (рисунок 2, а) размером от 50 до 400 мкм. Твердость абразива находится в пределах 2100...2200 НВ. Под воздействием таких частиц наряду с пластическим деформированием и многоцикловым разрушением происходит процесс микрорезания металла. Острые грани электрокорунда в этом случае способны воздействовать на стальную связку, в результате чего происходит интенсивное оголение и отрыв карбидных зерен.

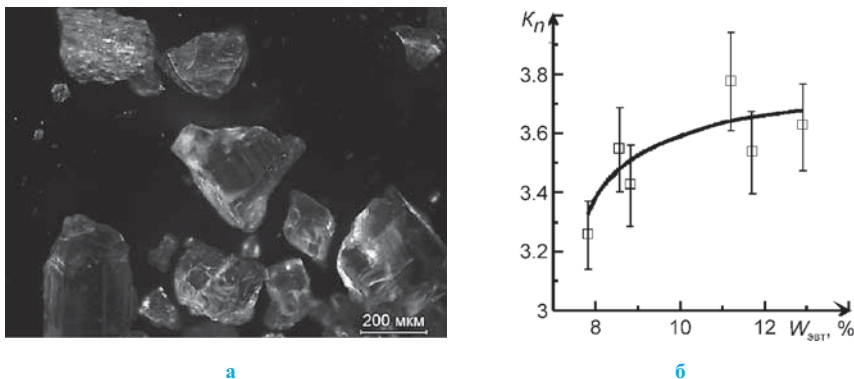


Рис. 2. Форма частиц электрокорунда (а) и зависимость коэффициента износостойкости наплавленного металла от объема карбидов (б) при истирании электрокорундом

Сравнительный анализ изнашиваемости металла, наплавленного по различным режимам, при истирании электрокорундом показал, что при увеличении объемной доли карбидов типа  $M_6C$  коэффициент износостойкости увеличивается на 10...15 % (рис. 2, б).

Можно отметить, что наилучшие результаты наблюдаются при наплавке по режимам с величиной погонной энергии 24...26 кДж/см. При таком тепловложении глубина проплавления основного металла составляет 250...260 мкм, что способствует формированию структуры наплавленного металла с содержанием карбидной фазы типа  $M_6C$  11...12 % и повышению износостойкости при воздействии нежесткозакрепленных частиц.

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Изменение параметров режима плазменной порошковой наплавки в сторону увеличения погонной энергии способствует росту глубины проплавления основного металла, что приводит к уменьшению объемной доли карбидной фазы.

2. При контакте наплавленного металла с частицами электрокорунда быстрее изнашивается наплавленный металл с наименьшей объемной долей эвтектики, поз-

тому наилучшими режимами наплавки с точки зрения формирования структуры и износостойкости являются режимы наплавки с силой тока 200...220 А и скоростью 0,17...0,21 м/с, наиболее оптимальный 1 режим плазменной порошковой наплавки.

3. Учитывая полученные результаты, рекомендованные режимы наплавки можно использовать для восстановления изнашиваемых поверхностей запорной арматуры трубопроводного транспорта после проведения ряда дополнительных исследований и отработки технологии нанесения покрытия в трассовых условиях. Использование данной технологии приведет к уменьшению затрат на эксплуатацию запорной арматуры, увеличению работоспособности запорной арматуры, повысит надежность эксплуатации запорной арматуры, уменьшит зависимость от внешних поставщиков оборудования.

Актуальность и необходимость внедрения данной инновационной разработки на предприятиях ОАО «Газпром», обусловлена ее непосредственным влиянием на эффективность работ при ремонте магистральных трубопроводов и как следствие на результаты работы предприятия в целом. Внедрение данной технологии позволит в 1,5 – 2 раза снизить износ и получить реальный экономический эффект.

### Литература

1. Бровер А.В., Дьяченко Л.Д. Самоорганизация поверхностных слоев металлических материалов при обработке концентрированными потоками энергии // Упрочняющие технологии и покрытия. – 2007. – № 3. – С. 8–14.
2. Гладкий П.В., Переплетчиков Е.Ф., Рябцев И.А. Плазменная наплавка (обзор) // Сварочное производство. – 2007. – № 2. – С. 32–40.
3. Глезер А.М. Нанокристаллические материалы: структурные механизмы пластической деформации и аномалия соотношения Холла-Петча // Деформация и разрушение материалов. – 2006 – № 2 – С.10-14.
4. Гуляев А.П. Металловедение. Учебник для вузов. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Металлургия, 1986. – 544 с.
5. Фаткуллин Н.Ю. Инструментарий оптимизации планирования капитального ремонта нефтегазового оборудования // Математические и инструментальные методы экономики. – 2012. – С. 3.

## **ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ ПОДАЧИ ГАЗА. ВРЕЗКА ПОД ДАВЛЕНИЕМ ПО ТЕХНОЛОГИИ ФИРМЫ TD WILLIAMSON**

**Козлов А.В.**

*Мастер ЛЭС, Томское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Компанией «Т. Д. Вильямсон» (США, Бельгия) разработана технология работ по врезке под давлением отводов, перемычек, лупингов, соединительных деталей трубопроводов без прекращения транспорта газа с применением технологии сварки (приварки) и врезки под давлением с использованием специального оборудования.

Врезка под давлением обеспечивает выполнение работ на газопроводах с условным диаметром до 1400 мм включительно, фактической толщиной стенки не менее 6,5 мм, избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>) до 9,8 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) включительно, находящихся в эксплуатации и транспортирующих природный газ, стабильный и нестабильный конденсат, широкие фракции легких углеводородов, в том числе для выполнения работ на магистральных односторонних газопроводах и системах газопроводов, проложенных в едином технологическом коридоре, газопроводах-отводах, шлейфах и технологических трубопроводах компрессорных станций и дожимных компрессорных станций.

В 2011 году Кемеровским ЛПУМГ проводились подобные работы путем установки временного байпаса на обвязке кранового узла. В нашем в филиале ООО «Газпром трансгаз Томск», проводилась врезка под давлением (в связи с невозможностью остановки потока газа) подводящих трубопроводов с Усть-Сильгинского месторождения диаметром 325 мм в обе нитки магистрального газопровода диаметром 1020 мм на 383 километре МГ «НГПЗ-Парабель». Томское ЛПУМГ Парабельская ПП, совместно с подрядными организациями, успешно выполнили полный объем работ согласно проекта производства работ.

В проекте приводят состав подготовительных работ участка газопровода, которые включают в себя:

- подготовку трассы;
- разработку котлована;
- очистку трубы от изоляции;
- идентификацию или освидетельствование трубы в предполагаемом месте врезки с привлечением, при необходимости, специализированной организации;
- обеспечение допустимого рабочего давления и скорости газа на участке газопровода в соответствии с проектом производства работ;
- контроль за техническим состоянием газопроводов в пределах опасной зоны от места врезки и обеспечение требований техники безопасности на время проведения работ;
- выдачу наряда-допуска специализированной бригаде на проведение работ по сварке и врезке под давлением.

Максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода при проведении работ по сварке, врезке и перекрытию полости трубы вычисляют по формуле

(1). Приведем расчет на примере МГ «НГПЗ – Парабель II нитка» с диаметром трубопровода 1020 мм, маркой стали 17 г1СУ и толщиной стенки 10 мм:

$$P_{\text{доп}} = \frac{2kk_1\sigma_T(\delta - c)}{D_n} \times 10^2 = \frac{2 * 0,6 * 1 * 37 * (10 - 2,4)}{1020} \times 100 = 33,8 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \approx 3,24 \text{ МПа} \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент, принимаемый в зависимости от категории участка равным 0,6 – для I–II категорий;

$k_1$  – коэффициент сварного шва, принимаемый равным: для прямошовных электросварных дуговой сваркой и бесшовных труб – 1;

$\sigma_T$  – предел текучести металла трубы газопровода, принимаемый по ТУ на трубы, кгс/мм<sup>2</sup>;

$\delta$  – фактическая толщина стенки трубы в месте приварки (по результатам замера), мм;

$c$  – поправочный коэффициент, учитывающий потерю прочности нагретого металла стенки трубы в месте сварки, равный 2,4 мм;

$D_n$  – наружный диаметр трубы в месте приварки (по результатам замера), мм.

Для выполнения работ по врезке отводов (перемычек, лупингов, переходов), байпасов, запорных устройств «Стопл» на газопроводах под давлением применяют такие конструкции как:

- отводной патрубком с усиливающей накладкой;
- отводной патрубком усиленный, без накладки;
- разрезная муфта с отводным патрубком (без усиливающей накладки);
- разрезной тройник штамповарной, с цельноштампованным ответвлением;
- разрезной тройник сварной;
- разрезной тройник сварной с боковым ответвлением.

Выбор конструктивного исполнения узла врезки определяется из отношения кольцевого напряжения в стенке газопровода, к пределу текучести марки стали (3) и отношения внешнего диаметра отвода, к наружному диаметру газопровода (4).

Кольцевые напряжения в стенке газопровода в предполагаемом месте монтажа узла врезки вычисляют по формуле (2). Приведем расчет на примере МГ «НГПЗ – Парабель II нитка» с диаметром трубопровода 1020 мм и маркой стали 17 г1С-у:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{PD_n}{2\delta} \times 10^{-2} = \frac{55 * 1020}{2 * 10} = 2805 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \quad (2)$$

где  $P$  – проектное рабочее давление газа в газопровode в предполагаемом месте врезки, кгс/см<sup>2</sup>;

$D_n, d$  – соответственно, наружный диаметр и толщина стенки газопровода в предполагаемом месте врезки, мм.

$$\sigma_{\text{кц}} / \sigma_{\text{тек}} = 2805,7 / 3700 = 0,7581 \quad (3)$$

$$\frac{d_H}{D_H} = \frac{325}{1020} = 0,319 \quad (4)$$

Согласно выполненным расчетам, по СТО Газпром 2-2.3-116-2007 рекомендуется конструкция узлов врезки из разрезного тройника сварного с боковым ответвлением с толщиной стенки обечаек не менее чем 1,5–2 раза превышающей толщину стенки основного газопровода.

Для выполнения работ по врезке отводов на газопроводах под давлением, применили выбранную конструкцию узла врезки, представленную на (Рис. 1).

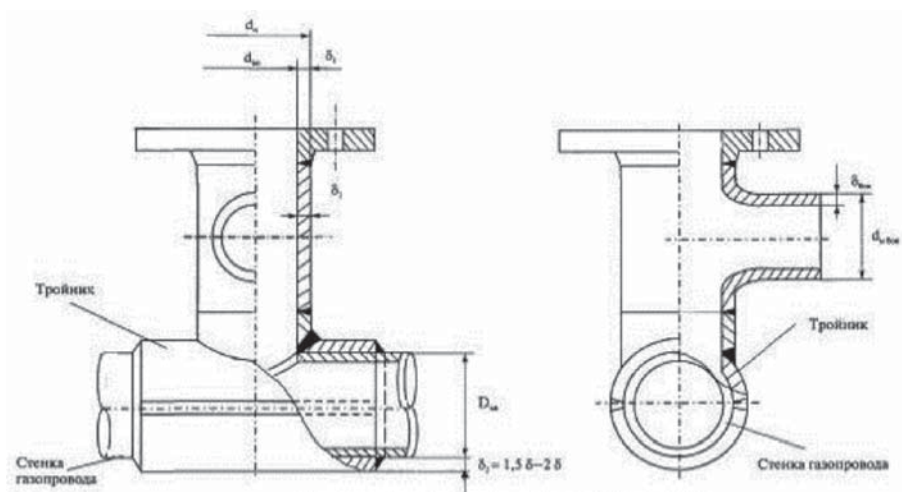


Рис. 1. Разрезной тройник сварной с боковым ответвлением

Исполнение узла врезки производят путем сварки продольных швов разрезного тройника с использованием металлических подкладных пластин между стенками газопровода и тройника вдоль продольных сварных швов, затем кольцевых сварных швов приварки разрезного тройника к стенке газопровода.

Сварку деталей узлов врезки на газопроводе под давлением производят только в период нахождения температуры нагрева свариваемых поверхностей в установленном интервале.

Для выполнения предварительного и сопутствующего подогрева сварных соединений узлов врезки на газопроводах под давлением применяют следующее оборудование:

- установки индукционного нагрева токами средней частоты (2500 гц) типа «Интерм» (ООО «НПП «Курай», Россия) мощностью от 63 до 250 кВт со статическими преобразователями серии ППЧ, индукторами из оголенного медного провода типов М, МГ (ОАО «Москабель», Россия)

Подогрев привариваемых кромок разрезного тройника, накладки, патрубка при наложении кольцевых сварных швов приварки к основной трубе газопровода производят до 150 °С. Подогрев кромок стыков при сварке продольных швов разрезного тройника, муфты производят до 150 °С. Температура предыдущего слоя сварного шва перед наложением последующего слоя должна быть не ниже 100 °С. При снижении температуры подогретой поверхности трубы газопровода ниже минимального значения температурного интервала сварку следует прекратить и произвести подогрев поверхности трубы в пределах указанного температурного интервала.

Размещение (намотку) электронагревателей типа «Интерм» на сварное соединение производят в следующей последовательности:

- производят внешний осмотр сварного соединения;
- устанавливают термодары;
- производят подбор электронагревателей и теплоизоляционных материалов;
- выполняют намотку секций электронагревателей на газопроводе и тройниках узлов врезки, намотка должна быть согласованной (в одну сторону – по часовой или против часовой стрелки), изоляционные кольца (керамические изоляторы) равномерно распределены по длине электронагревателей, расстояние между секциями должно составлять от 80 до 100 мм для проведения сварки.
- закрепляют каждую секцию электронагревателя в местах начала и конца намотки с помощью бандажной ленты;
- устанавливают теплоизоляционные материалы (теплоизоляционные маты) толщиной не менее 20 мм на секции электронагревателей и на свободный для сварки участок шириной от 80 до 100 мм (Рис. 2).

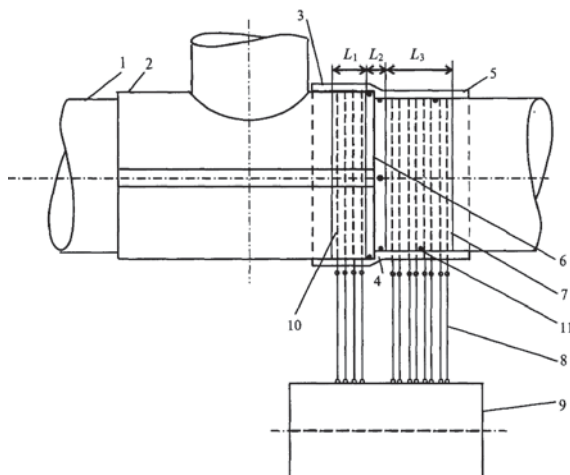


Рис. 2. Схема проведения подогрева

1 – газопровод; 2 – разрезной тройник; 3 – теплоизоляция на электронагревателях; 4 – съемная теплоизоляция на сварном соединении; 5 – теплоизоляция на газопроводе; 6 – место сварки; 7, 10 – электронагреватели; 8 – провода между электронагревателями и установкой; 9 – установка для подогрева; 11 – термодары;  $L_1$  – ширина установки электронагревателей на разрезном тройнике;  $L_2$  – ширина установки электронагревателей на газопроводе;  $L_3$  – ширина установки электронагревателей на газопроводе;  $L_2$  – ширина зоны сварки.



Контроль качества сварных соединений разрезного тройника производится методами визуально-измерительного контроля, ультразвуковым и капиллярным методом.

Далее привариваются патрубок Ду 50 к газопроводу (Рис. 3), катушка Ду 300 к боковому ответвлению разрезного тройника (с приваренным к ней патрубком Ду10). Далее к выше указанной катушке приваривается заглушка Ду 325, для дальнейшего пневмоиспытания тройника. Контроль сварных швов производят неразрушающими методами в объеме 100 % каждый – ультразвуковым и рентгенографическим.

Монтируется глухой фланец с уплотнительной прокладкой и приступают к пневмоиспытанию на плотность Рисп = 1,0 МПа в течении 30 минут, и на прочность Рисп = 1,1 Рраб (проходное рабочее давление) продолжительностью 2 часа. После положительных результатов испытаний, производят демонтаж глухого фланца с уплотнительной прокладкой.

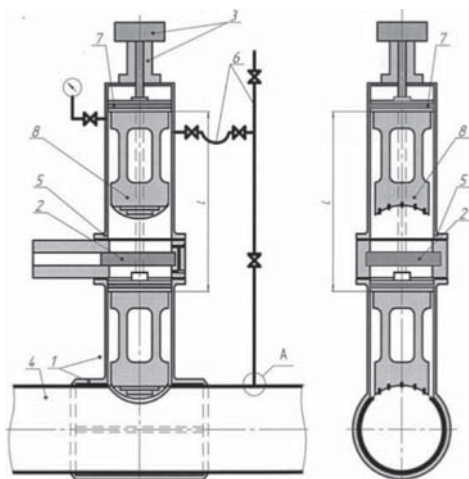


Рис. 3. Схема монтажа машины на фланец разрезного тройника

1 – фитинг «TDW» 3 Way Tee 40”x12”x12”; 2 – плоская задвижка «Sandwich»; 3 – машина для врезок ТМ-1200XL (TDW); 4 – магистральный газопровод Ду1000; 5 – Адаптер машины для врезок (TDW); 6 – Линия сброса/выравнивания давления; 7 – Пробка (TDW); 8 – решетка (TDW)

На фланце фитинга «3 WAY TEE 40x12x12» производится монтаж задвижки «Sandwich» 12” и машины для врезки ТМ 1200XL в комплексе с адаптером (Рис. 3). Собранная конструкция испытывается инертным газом через патрубок Ду10, аналогично испытаниям разрезного тройника.

После положительных результатов пневмоиспытаний, отрезается сферическая заглушка Ду 325 и монтируются кольцевые стыки катушка/газопровод-отвод. Производится неразрушающий контроль сварных соединений и составляются акты гарантийных стыков.

Далее производится монтаж крана «Newman» 2” на патрубок TOR 2” и сверлильного станка T101b XL на фланец крана (Рис. 4).

Испытание на плотность и прочность инертным газом, проводят аналогично предыдущим испытаниям. При проверке герметичности стыковочного узла сварные швы и фланцевые соединения покрывают мыльным раствором для визуального обнаружения неплотностей.

Вырезают отверстие Ду 50 сверлильным станком T101b XL и монтируют линию выравнивания давления между краном «Newman» 2” и адаптером машины для врезки. Далее вытесняется газозвдушная смесь на свечу кранового узла и по окончании, закрываются свечные краны для выравнивания давления в газопроводе и узлом врезки.

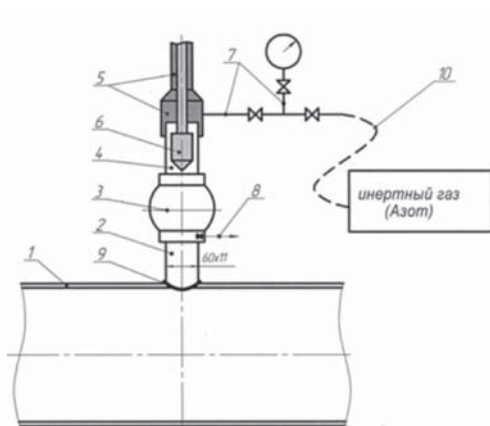


Рис. 4. Схема испытания узла врезки Ду1000- Ду 50

1 – Магистральный газопровод Ду 1000 мм; 2 – Узел врезки фитинг TOR2” – Ду50; 3 – шаровый кран Ду 50, Ру100 (TDW); 4 – адаптер сверлильного станка T101b XL (TDW); 5 – Сверлильный станок T101b XL (TDW); 6 – Сверло 1,1/4” (TDW); 7 – Линия подачи давления (опрессовки); 8 – Линия вытеснения воздуха (продувки); 9 – Криволинейный угловой сварочный шов труба/патрубок; 10 – шланг высокого давления Ду 50, Ру 300

Вырезают отверстие в трубе фрезой. Подачу фрезы осуществляют вручную до соприкосновения с поверхностью трубы. Фрезерование производят в автоматическом режиме, параметры которого выбирают в зависимости от диаметра фрезы, прочности металла трубы и толщины ее стенки. Вырезают отверстие в стенке газопровода и удаляют из трубы вырезанный темплет.

Производят монтаж силовых заглушек LOR 12” во фланец фитинга (Рис. 3) и LOR на патрубок TOR 2” (Рис. 4), демонтаж плоских задвижек, монтаж глухих фланцев. По завершению сварочно-монтажных работ производится изоляция участков к разрезному тройнику покрытием «Protogol».

По завершении работ поднимают давление на участке до уровня проходного рабочего давления в газопроводе.

В заключении хочу отметить, что преимуществом использования врезки под давлением является проведение работ без прекращения транспорта газа, особенно актуально для газопроводов в однниточном исполнении. При проведении работ отсутствует необходимость стравливание участка магистрального газопровода, что

положительно влияет на экологическую составляющую при эксплуатации газопроводов. Указанные технологии применимы в различных ремонтных работах: вырезка дефектного крана, врезка лупинга, подключение газопроводов отводов, а также широкое применение на компрессорных станциях. Важным фактором является и стоимость данной технологии. Генеральному подрядчику «СН Газдобыча» данная врезка обошлась порядка 30 миллионов рублей за каждый врезанный фитинг, включая все расходы, что гораздо превышает затраты на врезку обычного тройника.

В результате проведения работ, подключение Усть-Сильгинского месторождения к МГ «НГПЗ-Парабель» на 383 км, должностными лицами и специалистами был получен опыт врезки под давлением, опыт взаимодействия с подрядными организациями, обмен знаниями между непосредственными исполнителями.

## СИСТЕМА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОСТРОЕННАЯ НА ПРИНЦИПЕ РАЗДЕЛЬНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Куропатко И.С.

*Инженер КИПиА, Сахалинское ЛПУМТ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

На большинстве действующих российских магистральных трубопроводах состояние изоляции неудовлетворительное. Станции катодной защиты зачастую перегружены или работают с высокой нагрузкой. Положение осложняют особенности проектирования систем заземления на крановых узлах. Множество установленного электрооборудования на площадках крановых узлов по правилам безопасности требует заземления, что приводит к неэффективной работе катодной защиты за счет повышения энергозатрат на токи утечки через контур заземления.

Катодная защита – это комплексное мероприятие, включающее в себя пассивную и активную защиты. Пассивная защита - это различные изоляционные материалы, лаки, краски, грунтовки, смолы, полимеры и многое другое. Активная защита - это сами станции катодной защиты, протекторная и дренажная защиты.

Получается технологическое противоречие. Трубу от земли нужно изолировать для эффективной работы станций и равномерного распределения защитных потенциалов на всём ее протяжении. Но согласно установленным требованиям безопасности также требуется заземление электрооборудования, размещенного на трубопроводе.

Для решения этой задачи вашему вниманию представлен проект раздельного заземления, через поляризационные ячейки (PCR), действующий на магистральных трубопроводах проекта «Сахалин-2».

Особенностью проекта «Сахалин-2» является то, что параллельно с газопроводом на расстоянии 25 м проложен нефтепровод, что учитывалось при проектировании системы катодной защиты.

В зоне ПП «Советское» расположено 36 КУ, из них 16 совмещенных линейных кранов (газовых и нефтяных), и 20 одиночных линейных кранов на нефтепроводе. На всех площадках КУ установлены энергоблоки с системой телемеханики. На 14 КУ расположены станции катодной защиты.

Условно работу нашей системы катодной защиты можно представить по однолинейной схеме рис.1.

Защищаемые сооружения – трубопроводы, оборудование и сопутствующие системы управления и телемеханики всё время находятся под защитным потенциалом работающих станций катодной защиты.

Основной контур заземления состоит из трёх скважин (рис.2), расположенных на территории кранового узла. Они представляют собой одиночные трубчатые заземлители с засыпкой кальцинированного нефтяного кокса внутри, соединённые между собой через металлическое ограждение кранового узла.

Анодные заземлители на станциях катодной защиты – одиночные, с активной частью в трубах и коксовой засыпкой внутри. Глубина скважины 66 м.

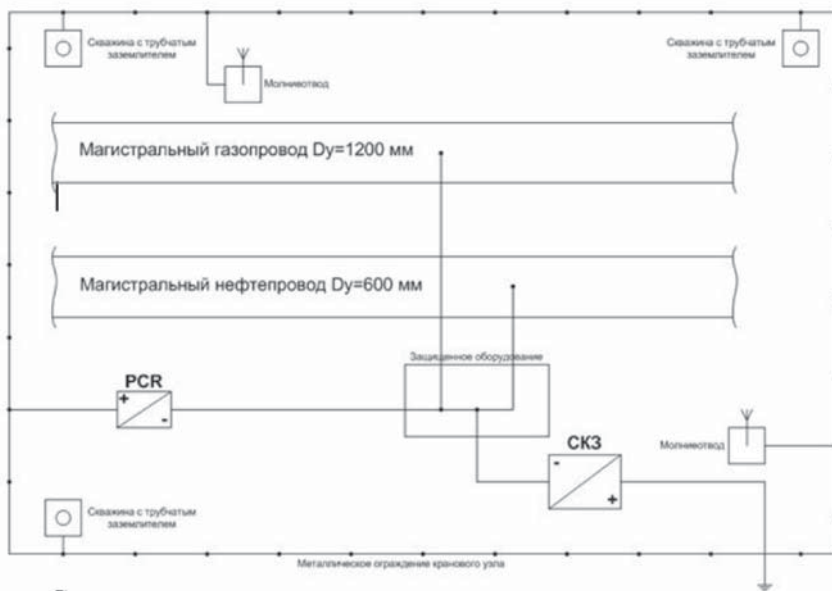


Рис. 1. Однолинейная схема катодной защиты площадки КУ



Рис. 2. Скважина с трубчатым заземлителем

Поляризационные ячейки представляют собой мощный тиристор, всё время находящийся в закрытом положении в диапазоне напряжений ( $-3 \dots +1$  В), т. е. прибор позволяет обеспечить работу ЭХЗ в диапазоне защитного потенциала ( $-0,85 \dots -1,15$  В). При закрытом положении поляризационной ячейки сооружение электрически изолировано от контура заземления.

При превышении предела ( $-3 \dots +1$  В) в любую сторону он открывается на протяжении короткого времени и может пропускать через себя ток до 3500 Ампер.

Прибор необслуживаемый, не требует и не имеет каких – либо регулировок.

На каждом крановом узле находится от 2 до 3 РСР и учитывая достаточно высокую плотность крановых узлов на линейной части (15 -20 км), суммарная пропускная способность по току поляризаационных ячеек достаточно велика.

Оборудование, расположенное на площадке КУ, состоящее из: блок-бокса для оборудования телемеханики, системы редуцирования давления газа, блок-бокса ССVT, гидросиловой установки, изолируется от земли. Для изоляции оборудования используется изолирующие прокладки фторопласта и шинные изоляторы.

Защищаемое оборудование соединено сетью медных изолированных проводов сечением 70 мм<sup>2</sup> и через поляризаационную ячейку на контур заземления.

В результате раздела контуров заземления и исключения токов утечки 4-х станций из 14 установленных достаточно для обеспечения защитного потенциала на всем протяжении трубопровода при этом токи рабочих станций ниже расчетных в 10-30 раз. Расчетные и фактические показатели тока, напряжения и мощности представлены:

СКЗ, порядковый номер	Расчетный ток, А	Расчетное напряжение, В	Расчетная мощность, Вт	Фактический ток, А	Фактическое напряжение, В	Фактическая мощность, Вт
31 (МОВ-4)	15,16	7,28	110,3648	-	-	-
32 (МОВ-8)	14,11	31,28	441,3608	0,51	-1,55	0,7905
33 (МОВ-15)	17,30	26,59	460,007	-	-	-
34 (МОВ-17)	15,38	9,76	150,1088	-	-	-
35 (МОВ-20)	9,76	8,98	87,6448	-	-	-
36 (ДОВ-13)	10,49	8,14	85,3886	-	-	-
37 (ДОВ-3)	13,75	32,53	447,2875	1,45	2,71	3,9295
38 (ДОВ-7)	11,32	10,97	124,1804	-	-	-
39 (ДОВ-12)	8,17	14,24	116,3408	0,611	1,89	1,155
40 (ДОВ-11)	8,43	13,42	113,1306	-	-	-
41 (УОВ-3)	8,48	16,52	140,0896	-	-	-
42 (АОВ-1)	8,22	13,49	110,8878	-	-	-
43 (АОВ-2)	10,13	7,43	75,7659	-	-	-
44 (КОВ-1)	9,61	11,36	109,1696	5,1	7,39	37,689
			<b>2571,727</b>			<b>43,564</b>

Также по таблице можно увидеть, что фактическая мощность ниже расчетной в 60 раз.

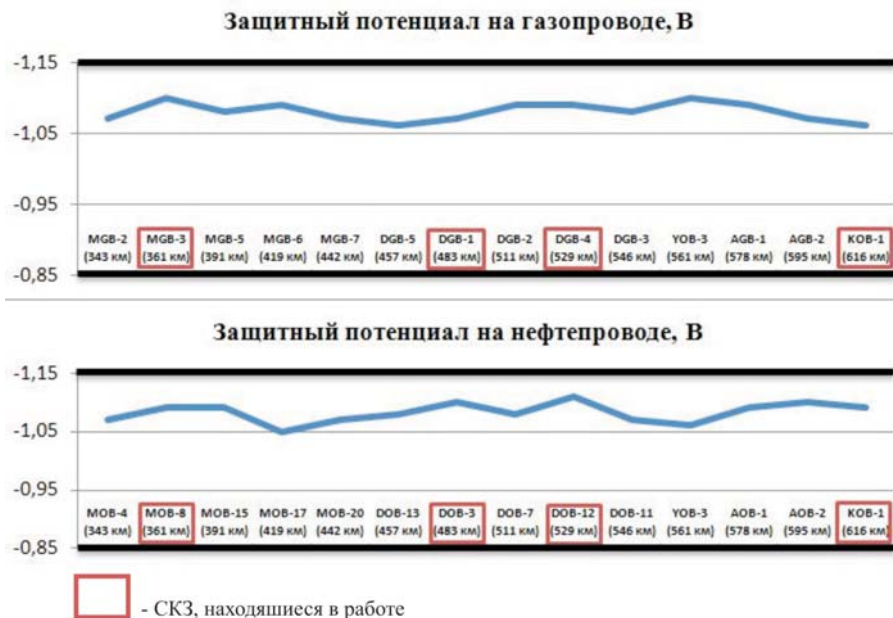


Рис. 3. Диаграммы распределения защитных потенциалов

На приведенных выше диаграммах распределения защитных потенциалов (рис. 3), при работающих четырех СКЗ, показано, что этого достаточно для обеспечения защитного потенциала от  $-0,85$  В до  $-1,15$  В по протяженности участка трубопровода.

За время эксплуатации системы ЭХЗ совместно с ячейками PCR в течении 4-х лет неисправности по причине выхода из строя ячеек не зафиксированы. Для контроля параметров станции КЗ в точках дренажа и неисправностей в совместной работе контуров заземления используется ПО PI Process Book. Неисправности, вызванные повреждением изоляции между контурами, отображаются на графике, как падение защитного потенциала по времени в точке дренажа. Интерфейс программы позволяет просматривать историю за длительный период.

На основании опыта эксплуатации системы ЭХЗ магистральных трубопроводов проекта «Сахалин-2» можно сделать вывод, что применение системы раздельного заземления через поляризационные ячейки имеет значительные преимущества по сравнению с традиционной системой заземления:

- 1) Снижается энергопотребление станций катодной защиты;
- 2) Увеличивается срок службы автономной энергоустановки кранового узла, станций КЗ, анодного заземления за счет снижения энергопотребления станций катодной защиты;

3) Снижаются текущие затраты на техническое обслуживание установок КЗ, за счет снижения количества работающих станций;

4) Повышается надежность работы системы ЭХЗ за счет более чем втрое резервирования станций КЗ.

### **Литература**

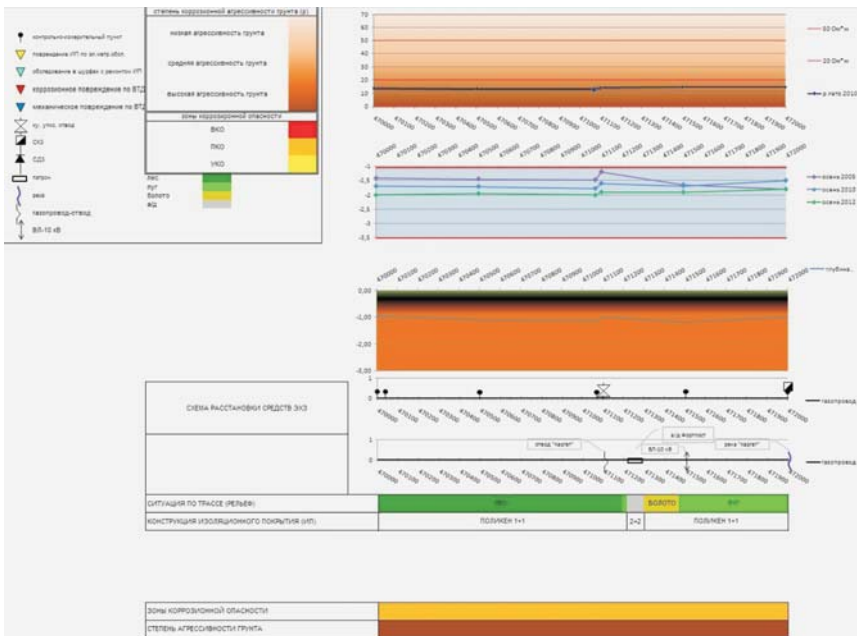
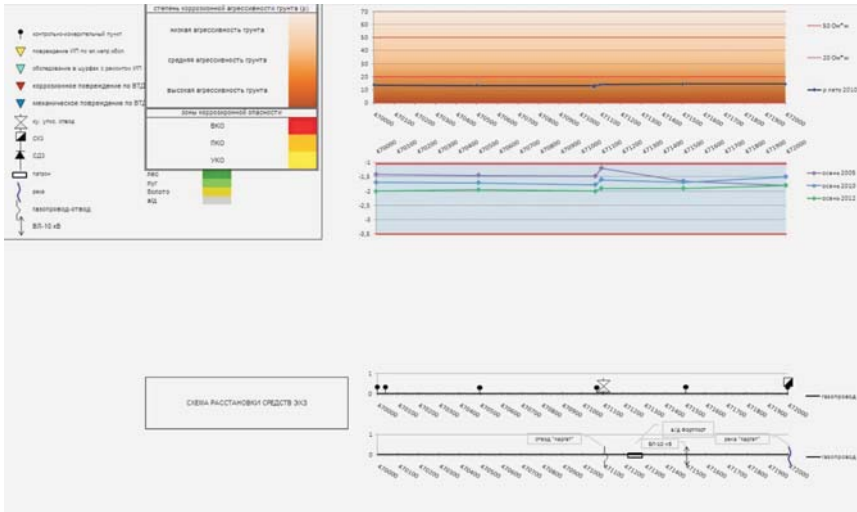
1. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей. – Волгоград. – 1997 г.

2. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Васильев Г.Г. Защита трубопроводов от коррозии, 2 тома. – С-Петербург: ООО «Недра». – 2005 г.

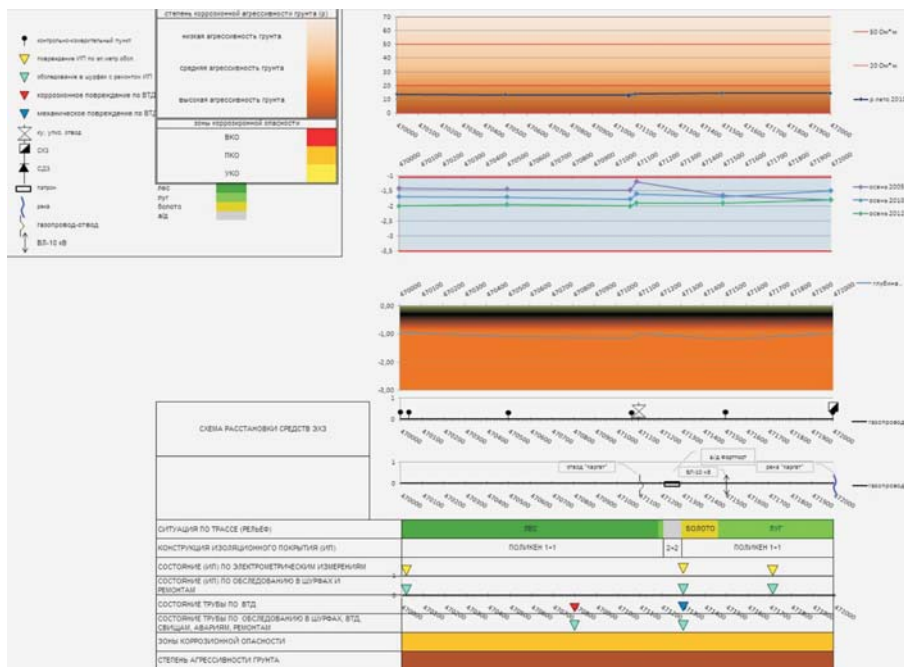




График удельного электрического сопротивления грунта на данном участке газопровода, по которому определяется входное сопротивление используемых измерительных приборов для точности измерений защищенности подземного сооружения, степень коррозионной агрессивности, тип изоляционного покрытия.







## Вывод

Электронный вид рабочей коррозионной карты облегчит составление долгосрочного коррозионного прогноза, планирование проводимых ремонтов и обеспечит наглядность состояния газопровода, а так же исключается необходимость поиска в архиве отчетов исполнительной документации по проведенным обследованиям и ремонтам.

## СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ИМПУЛЬСНОГО ТОКА

Марухин Д.Н.

*Преподаватель, Учебный центр, ООО «Газпром трансгаз Саратов»*

Газовая промышленность сегодняшнего дня является крупнейшей отраслью, которая удовлетворяет наибольшую часть энергетической потребности России. В настоящее время группа компаний «Газпром» располагает крупнейшей в мире газотранспортной системой. Благодаря централизованному управлению и реализации единой корпоративной политики была создана эффективная, бесперебойная система поставки газа потребителям.

Важной проблемой является воздействие коррозионных процессов на объекты системы газоснабжения. Коррозия металлов приводит не только к безвозвратным их потерям, но и к преждевременному выходу из строя дорогостоящих и ответственных изделий и сооружений, к нарушению технологических процессов и простоям оборудования, в ряде случаев вызывает аварии.

Анализ причин отказов и аварий газопроводов показывает, что 36,7 % отказов произошло по причине коррозионных повреждений [1].

По информации, представленной О.Е. Аксютиним, проблемы связанные с работой газотранспортной системы (ГТС) усугубляются износом основных фондов. По состоянию на 2009 г. срок эксплуатации около 30 % газопроводов составил более 30 лет, а к 2015 г. средний возраст всех газопроводов превысит 30 лет [2].

Затраты понесенные от коррозионных процессов, неизбежны, так как реально полностью исключить коррозионные разрушения. Тем не менее, можно значительно сократить коррозионные потери за счет лучшего использования на практике накопленных знаний о коррозионных процессах и методах защиты от коррозии. Внедрение новых технических, технологических и организационных решений должно быть направлено на рост их эффективности. В современных условиях исследования, направленные на разработку методов и технологий контроля коррозии и параметров защиты от коррозии объектов добычи, транспорта и переработки газа, должны выполняться с опережением на один–два шага, учитывать предполагаемые проблемы, а не идти за ними вслед.

Внедрение новых технических и технологических решений не является самоцелью. Применительно к защите от коррозии объектов ОАО «Газпром» инновационная деятельность направлена на обеспечение необходимого качества противокоррозионной защиты объектов (допустимый уровень рисков) при ограничении (снижении) затрат на обеспечение защиты от коррозии, что обозначено в задаче Комплексной программы повышения эффективности противокоррозионной защиты объектов ОАО «Газпром» на 2010–2014 гг.

Инновационная деятельность – вид деятельности, связанный с трансформацией идей (результатов научных исследований и разработок либо иных научно-технических достижений) в новый или усовершенствованный продукт, внедренный на рынке, в новый или усовершенствованный технологический процесс, использован-

ный в практической деятельности. Иными словами, основной задачей инновационной деятельности является превращение идей в реальность с максимальной пользой и за минимально возможное время. Инновации должны опираться на исследовательскую и экспериментальную базу.

Сегодня, основываясь на опыте мировой практики, защита от почвенной (электрохимической) коррозии, реализуется комплексно, т. е. пассивными (основная) и активными (дополнительная) методами.

К сожалению свести к минимуму опасность коррозионных процессов, применяя только защитные покрытия невозможно, поэтому для повышения надежности ГТС и снижению рисков аварий по причине коррозионных разрушений применяют активную (электрохимическую) защиту, основанную на подавлении защитными токами (смещение потенциала в область отрицательных значений) токов коррозии с помощью внешнего источника тока.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день в эксплуатации находится более 18 тыс. установок катодной защиты, обеспечивающих защиту магистральных газопроводов.

Традиционная станция катодной защиты (СКЗ) представлена на рис. 1. Ее основными отличительными признаками является наличие источника тока и анодного заземлителя.

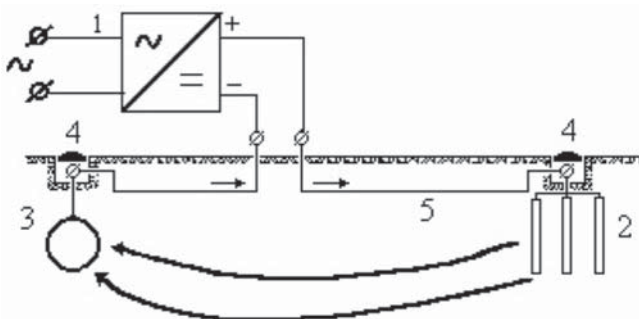


Рис. 1. Схема катодной станции:

1 – преобразователь переменного тока в постоянный; 2 – анодный заземлитель; 3 – защищаемый трубопровод; 4 – контактные устройства; 5 – кабельная линия

Как следует из схемы, выпрямленный ток от «+» источника 1 поступает на анодный заземлитель 2, затем по земле натекает на трубопровод 3, выполняя тем самым свои защитные функции, после чего возвращается на «-» источника [3].

В настоящее время компании, осуществляющие защиту подземных металлических сооружений, применяют в установках катодной защиты преобразователи трансформаторного типа с КПД до 85 %, либо более современные преобразователи инверторного типа (с промежуточным преобразованием частоты тока) с КПД до 93 %. Существенным недостатком катодной защиты, основанной на указанных

устройствах, является то, что не учитывается эффект последствия катодной поляризации (переходной процесс спада поляризации – ППСП).

Подземный трубопровод, представляя собой индуктивно–емкостную нагрузку, какое–то время после отключения тока поляризации сохраняет свой потенциал, благодаря этому эффекту катодную поляризацию возможно осуществить основываясь на импульсном токе.

Исследования амплитудно-временных характеристик нарастания поляризации при подаче на электрохимическую ячейку импульсов тока показали, что динамика развития переходного процесса нарастания поляризации (ППНП) определялась, в основном, величиной амплитудной плотности тока в импульсе (большей амплитуде соответствует меньшее время ППНП) и физико-химическими свойствами пары металл – электролит «М–Э». При этом заметное влияние на ППСП оказывают физико-химические свойства пары «М–Э». Следовательно, для направленного воздействия на протекание электродных процессов, и через них на достигаемый технологический эффект, необходимо задавать параметры импульсов тока с учетом особенностей формирования потенциала границы раздела М–Э в нестационарных условиях. Характерно, что временное разрешение ППСП существенно выше временного разрешения переходного процесса нарастания поляризации и может превышать его в сотни и более раз. Если пауза между импульсами будет меньше времени полного ППСП, то ППНП от последующего импульса суммируется с величиной остаточной поляризации от предыдущего. При этом в паузе между импульсами формируется постоянная составляющая поляризации тем большая, чем меньше пауза между импульсами. По мере уменьшения паузы эта постоянная составляющая поляризации стремится по своей величине к поляризации, соответствующей постоянному току такой же плотности, как и данная амплитудная плотность в импульсе.

Экспериментально установлено, что повышение амплитуды тока приводит к ускорению процесса выделения водорода, который не только выходит в атмосферу, но и включается в электродный материал (наводораживание). Включение водорода в материал электрода приводит к изменению его микротвердости (Н) с пределом прочности ( $\sigma_b$ ) ориентировочно может быть оценка уравнения:

$$\sigma_b = 0,3Н$$

Примеры изменения наводораживание материалов при катодной поляризации импульсными токами:

- установлено меньшее наводораживание высокопрочной стали ЭИ-643 при хромировании и при использовании импульсного тока и как следствие этого – повышение критического сопротивления стали водородному растрескиванию.

Использование импульсного тока приводит к снижению наводораживания (наводораживание уменьшается при увеличении скважности импульсов) изделий и, соответственно, положительно влияет на физико-механические свойства материалов.

Эксперименты по исследованию влияния импульсной катодной поляризации на величину потенциала стали, в ходе которого определялись состояния поверхности стали и поверхностная твердость (по ГОСТ 9450-76 «Измерение микротвердости

вдавливанием алмазных наконечников») стали после длительной импульсной катодной поляризации, показали, что наименьшее изменение механических характеристик стали (микротвердости и предела прочности) наблюдается для режима импульс – 0,1 с, пауза – 4 с, при достижении потенциала «минус 1,02 В» [4]. Результаты исследования показывают перспективность применения импульсного тока в катодной защите подземных металлических сооружений.

Использование импульсного тока для осуществления катодной поляризации открывает перспективное направление совершенствования СКЗ в плане повышения энергетической эффективности. Исследования в этой области ведутся как отечественными [5, 6], так и зарубежными специалистами [7].

С развитием микропроцессорной техники стала возможной реализация сложных алгоритмов управления выходными параметрами станции катодной защиты, а именно регулирование амплитуды и скважности импульсов тока. Импульсная станция для катодной защиты [6] снабжена управляемым преобразователем постоянного напряжения и контроллером в цепи обратной связи, на вход которого поступает информация о потенциале сооружения. За счет отдельного регулирования амплитуды и скважности импульсов тока обеспечивается сокращение энергозатрат (уменьшение энергопотребления) при высоких показателях качества потребляемой электрической энергии.

Первые полигонные испытания такой станции показали работоспособность данной схемы, участок трубопровода расположенный на полигоне имел защитный потенциал «минус 0,95 В», при этом было зафиксировано заметное снижение потребления электрической энергии по сравнению с традиционными СКЗ.

### Выводы

Проведенные исследования показывают перспективность применения импульсного тока в катодной защите подземных металлических сооружений.

Использование импульсного тока для осуществления катодной поляризации открывает перспективное направление совершенствования СКЗ в плане повышения энергетической эффективности.

### Литература

1. Семенова И.В., Хорошилов А.В., Флорианович Г.М. Коррозия и защита от коррозии / Под ред. И.В. Семеновой. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: ФИЗМАЛИТ, 2006 – 376 с.
2. Аксютин О.Е. О мерах по повышению надежности функционирования газотранспортной системы ОАО «Газпром» – 8 с.
3. Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводов / Учебное пособие. Волгоград: НП ИПД «Авторское перо», 2005. – 234 с.
4. Отчет Энгельского Технологического Института (филиала) Саратовского Государственного Технического Университета им. Гагарина Ю.А. о научно-исследовательской работе «Изучение импульсного метода катодной защиты и определе-



ние воздействия импульсного тока на стальные подземные сооружения». – 2011. – с. 25.

5. Петухов В.С., Мерициди И.А., Стецев Л. Анализ существующих методов катодной защиты нефтегазовых сооружений – 5 с.

6. Патент на полезную модель № 122656 Импульсная станция катодной защиты подземных сооружений / Марухин Д.Н., Томашевский Ю.Б. // Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А. Оpubл. 10.12.2012. Бюл. № 34.

7. United States Patent, Patent № US 6,224,742 B1, Date of Patent May 1, 2001.

## **АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ (КРН) НА МГ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ**

**Массон В.А.**

*Инженер, Томское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Анализ основных причин, приводящих к коррозионному растрескиванию под напряжением труб в газопроводах высокого давления, свидетельствует о том, что они отличаются по оценке условий эксплуатации, вида и состояния изоляции, а также исходного качества и состояния материала труб. Таким образом, можно выделить следующие причины проявления стресс-коррозии:

- неудовлетворительное состояние пленочного изоляционного покрытия газопровода;
- наличие на трубах поверхностных дефектов сварочного или механического происхождения;
- напряженно-деформированное состояние газопровода (на участках изгиба);
- преобладание в интервале глубины заложения газопровода связных грунтов (суглинки, глины), которые характеризуются малой фильтрационной способностью;
- колебание уровня грунтовых вод в районе глубины заложения газопровода.

Для более детального анализа причин возникновения и развития стресс-коррозии необходимо рассмотреть механизм развития трещин КРН, состоящий из нескольких последовательно сменяемых друг друга этапов [3]:

- инкубационный период зарождения колоний микротрещин;
- период подрастания микротрещин, их слияние, и образование макротрещин;
- период медленного развития трещин в колониях, иногда с постоянной скоростью в течение длительного времени;
- слияние расположенных на одной линии трещин в магистральную и ее нестабильный рост, когда в зоне очага магистральной трещины наступает потеря пластической устойчивости материала трубы.

Инкубационный период включает в себя стадию отслаивания изоляционного покрытия и формирования комплекса условий, приводящих

к зарождению и развитию трещин КРН. По результатам экспериментов был сделан вывод, что начальные трещины зарождаются от коррозионных язв, каверн, щелей и других дефектов поверхности. Вслед за моментом образования скорость трещины резко падает и стабилизируется, что объясняется частичным притуплением ее вершины и ослаблением напряжений. Стабилизация же скорости трещины на 3-й стадии, продолжительность которой может быть очень велика, обусловлена, в первую очередь, протитворством двух одновременно протекающих процессов. С одной стороны, при сохранении всех необходимых условий продолжается рост индивидуальных трещин, с другой стороны, вступает в силу фактор взаимного механического влияния параллельно расположенных трещин. Трещины в колонии получают возможность дальнейшего роста в том случае, когда они расположены на

значительном расстоянии друг от друга. При близком расположении трещин внешние напряжения в значительной степени экранируются, и рост индивидуальных трещин внутри колонии существенно замедляется.

Кинетика процесса, соответствующая данному сценарию, показана на рис. 1.

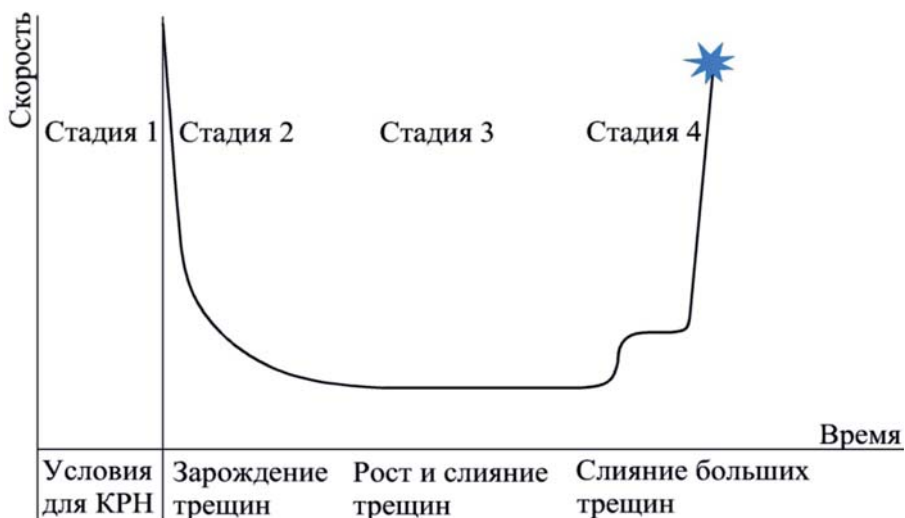


Рис. 1. Графическая модель развития трещин КРН

Рассмотрим одну из основных причин, способствующих возникновению и развитию стресс-коррозионных дефектов трубы – неудовлетворительное состояние изоляционного покрытия. Сюда входит отслоение покрытия, образование складок и гофр при его нанесении в полевых условиях, повреждение изоляции при транспортировке труб, строительстве и в процессе эксплуатации. Основной величиной, характеризующей качество изоляционного покрытия, является адгезия. Величину адгезии изоляционного покрытия характеризует предел прочности на сдвиг. Учитывая, что максимальная сдвиговая прочность мелкодисперсного грунта, на который укладывается трубопровод, составляет  $2,5 \text{ кгс/см}^2$ , адгезионная прочность покрытия при сдвиге должна быть установлена на уровне  $3,0\text{--}3,5 \text{ кгс/см}^2$  при максимальной температуре эксплуатации трубопровода. Более того, необходимо отказаться от нанесения трубной изоляции в трассовых условиях. Для безопасной эксплуатации МГ в местах возможного проявления КРН нужно предусматривать применение труб только с заводским антикоррозионным покрытием. Изоляцию сварных стыков в свою очередь необходимо проводить с использованием термоусаживающихся манжет.

Поверхностные дефекты сварочного или механического происхождения возникают на трубах при их изготовлении, транспортировке к месту строительства или в процессе самого строительства и эксплуатации. Для выявления этих дефектов и

дальнейшего их устранения необходимо проведение внутритрубной дефектоскопии МГ при сдаче и дальнейшей эксплуатации. Анализ дефектов, выявляемых при проведении внутритрубной диагностики показывает, что большинство дефектов коррозионного происхождения и стресс-коррозионные дефекты в частности, развиваются по линии сплавления продольного сварного шва с основным металлом и на расстоянии до 100 мм от него по причине возникновения концентраторов напряжений на линии сплавления и в околошовной зоне. Таким образом, целесообразно отказаться от применения труб с двумя сварными швами.

Напряжения, возникающие на потенциально опасном участке газопровода, складываются из нормативных нагрузок и воздействий внутреннего давления, температурного перепада, упругого изгиба и др.

Суммарные напряжения можно выразить следующей формулой:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{д} + \sigma_{Т} + \sigma_{И} + \sigma_{П} \leq |\sigma_{\Sigma}| \quad (1)$$

где

$\sigma_{\Sigma}$  – суммарное напряжение от всех нагрузок и воздействий на газопровод, вызывающее проявление КРН;

$\sigma_{д}$  – напряжение от внутреннего давления;

$\sigma_{Т}$  – напряжение от температурного перепада;

$\sigma_{И}$  – напряжение от упругого изгиба;

$\sigma_{П}$  – напряжение от других воздействий.

Разрушение трубопровода происходит, если суммарное напряжение от всех нагрузок и воздействий на данном участке газопровода превысит допустимое значение. Снизить можно уменьшением или исключением любых его составляющих, например ,.

Напряжение от температурного перепада определяется по формуле [4]:

$$\sigma_{Т} = \alpha E \Delta t \quad (2)$$

где

$\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E$  – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\Delta t$  – температурный перепад (разница между температурой газа в трубе при эксплуатации и температурой замыкания газопровода в нитку при строительстве).

Из приведенной формулы видно, что если уменьшить  $\Delta t$ , т. е. приблизить температурные условия при замыкании газопровода в нитку к температуре газа при эксплуатации, то уменьшится  $\sigma_{Т}$  и, следовательно,  $\sigma_{\Sigma}$ , что снизит возможность разрушения газопровода.

Уровень допустимых напряжений рекомендуется устанавливать не выше 65 % регламентированного предела текучести трубной стали [1]. Необходимо также ограничивать уровень напряжений, возникающий в стенке трубопровода от действия ряда технологических, монтажно-строительных и геодинамических факторов. Это остаточные напряжения в трубах после их изготовления; напряжения, возникающие от упругого изгиба участков трубопровода, от подвижек земной коры.

Необходимо использовать комплексный подход к оценке инженерно-геологических условий для определения участков, склонных к проявлению стресс-коррозии. В частности, наличие обводненных грунтов и грунтовых вод в околотрубном пространстве во время эксплуатации МГ является одной из основных причин возникновения КРН. Для предотвращения подобных явлений необходимо учитывать, что на процесс образования стресс-коррозионных трещин существенное влияние оказывают химический, ионный и микробиологический состав грунтов, его обводненность, показатель кислотности pH, содержание углекислого газа и кислорода. Для предотвращения проявления КРН от воздействия грунтовых вод и минимизации их контакта с поверхностью газопровода в проектах необходимо предусматривать замену глинистых грунтов, обладающих низкой фильтрационной способностью, песками для обеспечения дренажа грунтовых вод. Также предлагается прокладка газопровода на 0,2 м выше или ниже уровня грунтовых вод [2].

В качестве наглядного примера рассмотрим случай, в котором фигурируют перечисленные выше причины, способствующие возникновению и развитию стресс-коррозионных дефектов. В январе 2013 го года, при проведении дополнительного обследования в шурфе дефектов, выявленных в ходе проведения внутритрубной диагностики ЗАО «Спецнефтегаз», на участке МГ «Парабель-Кузбасс», км 302, I нитка, был обнаружен ряд коррозионных язв. Как уже говорилось ранее, коррозионные язвы и питы могут служить концентраторами напряжений и стать отправной точкой для зарождения трещины.



**Рис. 2. Поверхность трубы, подверженной коррозии**

Проведенный анализ показывает, что на данном участке преобладают обводненные грунты, глина и торф, что совместно с неудовлетворительной адгезией пленочного изоляционного покрытия в зоне продольного сварного шва, создает благоприятные условия для протекания коррозионных процессов. Выявленный дефект (рисунок 2) расположен на расстоянии от 20 до 30 мм от продольного сварного шва и ориентирован на 3 – 5 часов. Своевременное выявление дефекта при проведении внутритрубной диагностики и его устранение позволило предотвратить вероятное зарождение стресс-коррозионных трещин.

При проектировании и строительстве новых газопроводов, а также при капитальном ремонте имеющихся, с целью предупреждения возникновения и развития стресс-коррозионных дефектов необходимо учитывать весь спектр рассмотренных выше причин. Примером может служить проведение капитального ремонта участка МГ «Парабель-Кузбасс» км 170–214 I нитка с переизоляцией и заменой дефектных труб в 2007-м году. При разработке проекта ООО «ИКТ Сервис» учитывались данные комплексных инженерных изысканий, а именно – значение интегрального водородного показателя грунтов, коррозионная активность грунтов и уровень грунтовых вод. Также в расчет брались результаты технического освидетельствования труб, демонтированных с данного участка и результаты внутритрубной диагностики участка, свидетельствовавшие о наличии дефектов стресс-коррозионного характера.

Таким образом, можно сформировать следующий перечень основных мероприятий, способствующих предотвращению проявлений КРН на МГ:

- применение труб с заводской изоляцией;
- проведение периодической внутритрубной дефектоскопии МГ;
- уменьшение температурного перепада при эксплуатации;
- исключение упругих изгибов газопровода (по возможности);
- прокладка газопровода ниже или выше уровня грунтовых вод;
- замена глинистого грунта в траншее газопровода грунтом, обладающим высокой фильтрационной способностью (песок).

### Литература

1. Алимов С.В., Долгов И.А., Горчаков В.А., Сурков А.Ю., Сурков Ю.П., Рыбалко В.Г. «Диагностика коррозионного растрескивания магистральных газопроводов», Атлас. – Екатеринбург, 2004.– 83 с.
2. Лисин В.Н., Спиридович Е.А., Пужайло А.Ф. и др. Пат. № 2120079 Способ предотвращения КРН трубопроводов, 1998.
3. Притула В.В. Механизм и кинетика стресс-коррозии подземных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 57 с.
4. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.

## УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА ИЗ ВНУТРЕННЕЙ ОБВЯЗКИ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ БЕЗ СТРАВЛИВАНИЯ В АТМОСФЕРУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ РАБОТ

**Медовиков А.В.**

*Инженер ГРС, Омское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В настоящее время во всем мире все большее значение придается охране окружающей среды. Международным сообществом, в том числе и Россией, подписан Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата от 11 декабря 1997 года, согласно которому Российская Федерация имеет определенную лимитированную квоту на выброс парниковых газов в атмосферу.

Газовая промышленность напрямую влияет на расходование Российской квоты на выброс «парниковых газов». На объектах ООО «Газпром трансгаз Томск» ежегодно проводятся ремонтные работы, сопровождающиеся эмиссией метана в атмосферу, связанные с технологией производства.

Предотвращенный экологический ущерб представляет собой оценку в денежной форме результатов природоохранной деятельности, направленной на сохранение в пределах установленных норм или улучшение экологического качества окружающей природной среды в целом, или её отдельных эколого-ресурсных компонентов (атмосферный воздух, водные ресурсы, земельные ресурсы, ресурсы растительного и животного мира).

Предотвращенный ущерб от загрязнения окружающей среды может рассматриваться в нескольких аспектах – экономическом, социальном, моральном и соответственно только экологическом. В данной работе рассматривается взаимодействие экономических и экологических показателей, т. е. изменение экономических показателей в результате изменения воздействия на окружающую среду.

В целях сокращения эмиссии метана в атмосферу, рассмотрим снижение выбросов метана при проведении ремонтных работ на газораспределительных станциях (ГРС), путем его откачки из технологического оборудования до достижения 0,0 МПа в газопровод потребителя.

Омским ЛПУМГ проводятся планово профилактические работы по сезонной замене и проверке расходомерных диафрагм не менее 2-х раз в год, а так же плановые остановки ГРС с полным стравливанием газа в атмосферу.

Основным выбросом метана в атмосферу при проведении работ на ГРС является:

- освобождение технологического оборудования и газопроводов от газа, путем сброса газа через свечи в атмосферу.

Таким образом, возникает острая необходимость поиска направлений для полезного применения газа, из ремонтируемых ГРС, без стравливания газа в атмосферу.

Для решения задач, направленных на снижение потерь энергоресурсов и выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, предлагается метод перекачивания газа

из технологического оборудования и газопроводов, отключаемых во время ремонта или профилактических работ. Решение этой проблемы видится в использовании эжектора, что позволит откачать газ из отключаемых участков ГРС в газопровод потребителю и полностью исключить попадания метана в атмосферу.

В настоящее время, при проведении плановых или аварийных ремонтных работ на газораспределительных станциях, производится стравливание газа в атмосферу, так как используемая технология подготовки и ремонта трубопровода предусматривает освобождение ремонтируемого участка от газа через сбросные свечи. Вследствие этого, возникают очевидные негативные моменты:

- потеря энергоресурсов, в виде уже добытого и доставленного к месту ремонта природного газа;
- нанесение значительного ущерба экологии окружающей среды;
- материальный ущерб газотранспортному предприятию, в виде оплаты экологических штрафов.

### Описание конструкции

Эжектор состоит из следующих конструктивных элементов: сопло активного (эжектирующего) газа 1, сопло откачиваемого (эжектируемого) газа 2, смешительная камера 3 и диффузор 4 (рис.1).

Назначение сопел – с минимальными потерями подвести газы к входу в смешительную камеру [1].

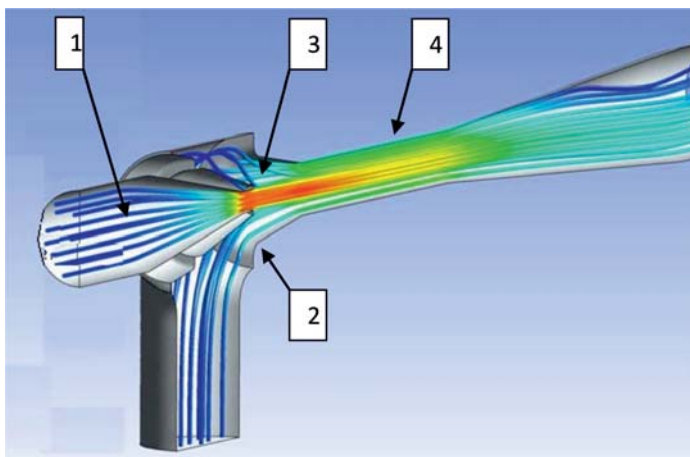


Рис. 1. Движение потоков газа в эжекторе

Камера смешивания может быть цилиндрической или иметь переменную по длине площадь сечения. Форма камеры оказывает заметное влияние на смешение газов. Длина камеры выбирается такой, чтобы в ней практически успел закончиться процесс смешивания потоков, однако, по возможности короткой, с тем, чтобы не увеличивать гидравлических потерь и сократить общие габариты эжектора.



Диффузор устанавливается на выходе из смесительной камеры в тех случаях, когда желательно повысить статическое давление смеси газов на выходе из эжектора или когда при заданном давлении на выходе желательно получить низкое статическое давление в камере смешения и во входном сечении эжектора [2].

### Принцип работы эжектора

Принцип работы эжектора заключается в следующем. Активный газ, отбираемый из трубопровода высокого давления ГРС поступает в камеру и затем расширяется от давления  $P_{вх}$  до давления  $P$ . Газ из технологической обвязки ГРС поступает в камеру отсоса, где смешивается со струей активного газа. В диффузоре давление смеси повышается до давления  $P_{вых}$ , а затем сбрасывается в трубопровод потребителя.

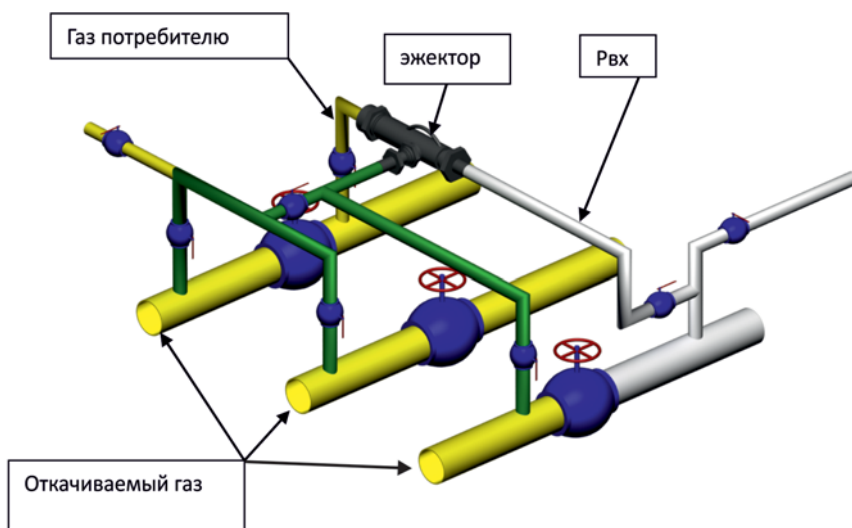


Рис. 2. Схема подключения эжектора

Газовый эжектор прост по конструкции, надежен в работе, не требует высококвалифицированного обслуживающего персонала, имеет малый срок окупаемости, монтируется на открытой площадке, работает в широком диапазоне изменения параметров газа, легко переходит с одного режима работы на другой. Кроме того, газовый эжектор может компримировать газообразные среды в широком диапазоне изменения температуры и состава.

Экономия газа на собственные технологические нужды, которая напрямую идет к ресурсосбережению. А с другой стороны – мероприятие природоохранного назначения, которое ведет к сокращению выбросов метана в атмосферу и как следствие к уменьшению негативного воздействия на окружающую природную среду. Анализ этих двух величин показывает существенную разницу, которая равна вели-

чине выработанного газа. Данное мероприятие влечет за собой еще и высокий экономический эффект.

Общий экономический эффект от проведенных мероприятий состоит из суммы величин предотвращенного экологического ущерба, экономии средств по плате за негативное воздействие на окружающую природную среду и экономии средств на собственные технологические нужды. При этом подразумеваем:

- под предотвращенным ущербом, уменьшение загрязнения атмосферы, на величину откаченного из технологической обвязки ГРС газа;
- под экономией средств по плате за негативное воздействие на окружающую природную среду – размер платы в пределах установленных разрешением на выброс загрязняющих веществ в окружающую среду, т. е. без учета сверхлимитных платежей (сверхлимитные платежи увеличиваются в 25 раз);
- под экономией средств на собственные технологические нужды непосредственно объем выработанного газа, выраженный в денежном эквиваленте.

Однако, не смотря на небольшие значения (в денежном эквиваленте), учитывая ежегодно проводимые работы на ГРС, предотвращенный экологический ущерб уже сам по себе является большим достижением, поскольку предприятие в этом случае не оказывает неблагоприятного воздействия на окружающую среду. На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что применение эжектора при проведении ремонтных работ на ГРС приводит к осязаемому эффекту, как в экологическом, так и в экономическом аспектах, при сравнительно низких затратах.

### Литература

1. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. М.Наука 1976.
2. Наталевич А.С. Расчет газового эжектора КуАИ им. С.П. Королева г. Куйбышев 1985.
3. Наталевич А.С. Расчет газового эжектора СаАИ им. С.П. Королева г. Самара 1992.

## ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИУРЕТАНОВОГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ «РПУ-1001»

**Мингайлов А.В.**

*Электромонтер, Барабинское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Рост коррозионной дефектности на газопроводе обусловлен тем, что до сих пор большая из них часть пока эксплуатируется с неэффективными пленочными покрытиями на основе липких лент. Недостатками таких покрытий являются:

1. Плохая совместимость этих покрытий со средствами ЭХЗ. Коррозия развивается в типичных дефектах – гофрах, отслоениях.

2. Низкая ремонтпригодность этих покрытий из-за наличия протяженных продольных гофров, значительного по площади отслоения пленок от поверхности трубопровода.

Остановить процесс нарастания коррозионной дефектности на газопроводах за счет переизоляции, в том числе трассовой, возможно при применении современных эффективных покрытий. Поэтому предлагаю использование защитного покрытия на основе терморезактивного материала РПУ-1001, рекомендованного для применения при переизоляции магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром».

### ХАРАКТЕРИСТИКИ «РПУ 1001»

1. Покрытие «РПУ-1001» представляет собой двухкомпонентную систему, состоящую из основы – полиуретановая смесь с наполнителем (компонент А) и отвердителя (компонент Б).

2. При взаимодействии компонентов (основы и отвердителя) образуется полиуретановое защитное покрытие «РПУ-1001».

### УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ

Общие положения:

1. Покрытие «РПУ-1001» является безпаймерной системой, толщиной не менее 1,5 мм. «РПУ-1001» наносится безвоздушным распылением установкой высокого давления.

2. Технологический процесс нанесения системы покрытия «РПУ-1001» состоит из следующих стадий:

- подготовка поверхности;
- нанесение полиуретанового материала «РПУ-1001».

Теоретический срок службы комбинированных покрытий горячего нанесения на основе битумно-полимерных мастик составляет 15–20 лет, а полиуретановых покрытий на основе терморезактивных материалов типа «РПУ-1001» 30–40 лет. Таким образом, межремонтный период газопроводов возрастает как минимум в два раза, что позволяет обеспечить экономию денежных средств.

## ПРИМЕНЕНИЕ ВИХРЕВЫХ ТРУБ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ГАЗА

**Найманбаев Ф.Ж., Ислямов И.Ш.**  
*Студенты, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

Современное развитие процессов сжижения природного газа и его использования характеризуется двумя основными направлениями – крупнотоннажное и малотоннажное производство сжиженного природного газа (СПГ).

Крупнотоннажное производство СПГ осуществляется в районах добычи газа. Доставка СПГ осуществляется морским транспортом для последующей его реализации потребителям с целью обеспечения стратегических интересов экономики государства.

При малотоннажном производстве СПГ сжижение газа производится на локальных установках (производительность – не более 10 т/час), расположенных вблизи газопроводов (газораспределительные станции (ГРС), автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС), газокомпрессорные станции (ГКС)), с доставкой потребителям (в радиусе до 200 км) для использования в качестве газомоторного топлива для транспорта или замещения дизельного топлива, или топочного мазута на предприятиях с энергоемкой технологией. Основная проблема развития малотоннажного производства СПГ на локальных установках обусловлена необходимостью адаптации и совершенствования существующих технологий сжижения газа к особенностям эксплуатации газопроводов (регулярное изменение термобарических параметров, расхода и состава сетевого газа) и достижения конкурентоспособной стоимости производства товарного продукта с высокими потребительскими свойствами.

Организация малотоннажного производства СПГ на объектах ОАО «Газпром» возможна на ГРС, АГНКС и ГКС без ущерба их основной деятельности. Суммарный (в целом по Российской Федерации) потенциал малотоннажного производства СПГ на ГРС и АГНКС оценивается ОАО «Газпром» в объеме более 14 млн.т/год или 20 млрд.м<sup>3</sup>/год (в денежном эквиваленте – более 100 млрд. руб.). Наиболее перспективным направлением развития малотоннажного производства СПГ является технология сжижения газа на ГРС, базирующаяся на использовании перепада давлений между магистральным и распределительным газопроводом, что позволяет заметно снизить затраты энергии на сжижение газа (термодинамические циклы с внутренним охлаждением газа).

Поэтому исследование особенностей сжижения природного газа на ГРС, разработка и совершенствование технических и технологических решений, обеспечивающих повышение эффективности эксплуатации установки сжижения газа, является актуальной научной задачей, имеющей важное практическое значение [5].

Сейчас в мире работают несколько десятков крупных ожижительных заводов, которые ежегодно (по данным ОАО «Газпром») производят около 80 млн. тонн СПГ.

Следовательно, технология ожижения природного газа давно освоена, но с применением сложных ожижительных машин – детандеров. Такие устройства обладают множеством недостатков, к которым можно отнести:

- сложность конструкции и высокая стоимость;
- малый ресурс работы;
- повышенные требования к постоянству состава сжижаемого газа, т. е. каждая детандерная установка разрабатывается под конкретный состав газа, для конкретного месторождения при перемене которого требуется уже другая конструкция;
- повышенные требования к точности регулировки детандера при жестком исполнении режима работы,
- а также повышенные требования к квалификации обслуживающего персонала.

Кроме того, для своей работы детандер требует обязательного наличия нагрузки (генератор, компрессор), а также специальных помещений с фундаментами и т. п.

Детандеры и ожижительные установки на их основе предлагаются, в основном, на Западном рынке. Но и в России имеются собственные, самые передовые предложения по реализации новых технологий производства СПГ, позволяющие уменьшить или даже исключить указанные недостатки детандера, да и исключить детандер из конструкции ожижителей.

К одному из таких предложений можно отнести замену детандера усовершенствованной вихревой трубой. В результате представляется возможным создать новый класс ожижителей природного газа. Вихревая труба представляет собой короткий отрезок конусной металлической трубы с одним входным и двумя выходными патрубками. Между этими патрубками расположена, так называемая «улитка» – газовая направляющая, выполненная по спирали Архимеда. При подаче потока газа на такую спираль он, раскручиваясь вокруг геометрической оси трубы (рис. 1), под действием центробежных сил уплотняется и формирует периферийный вихрь, продвигаясь, в своём вращении, по внутренней стенке конуса в сторону горячего конца. Достигнув торца трубы, часть потока выходит через дроссель, а другая часть, отразившись от задней стенки (от отражателя), формирует обратный осевой поток. Во время вращения газовый поток подвергается очень интенсивным центробежным ускорениям, достигающим нескольких тысяч  $g$  ( $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$ ), приводящим к появлению мощных сил инерции, которые инициируют возникновение интенсивного (но пока непонятного для исследователей) процесса энергообмена между встречно движущимися потоками. В результате периферийный поток подогревается и в горячем состоянии выходит через патрубок горячего конца, а осевой поток выхолаживается и в холодном состоянии выходит через патрубок холодного конца.

Работы в области повышения эффективности вихревой трубы Ранка связаны с оптимизацией параметров конструктивных элементов:

- использования конусного корпуса,
- оптимизация размерных соотношений,
- введение в проточную часть элементов, организующих и сохраняющих ламинарный и турбулентный режим потока,

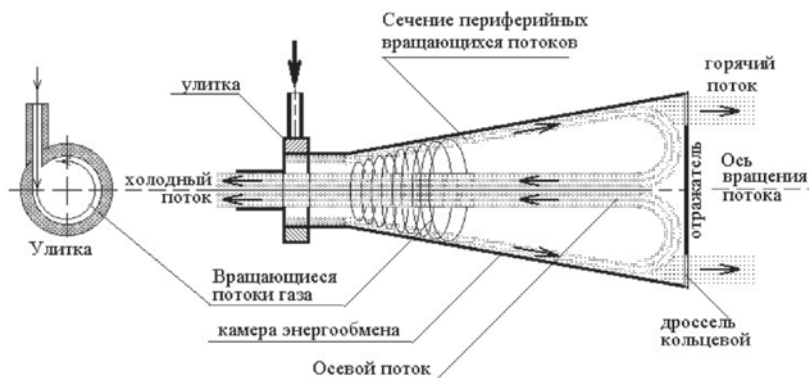


Рис. 1. Схема работы вихревой трубы

- регулирование взаимосвязей между элементами – например, подключение горячего потока к выходу холодного.

Для максимально-эффективной работы вихревой трубы можно дать следующие рекомендации условий работы:

1. Для наиболее эффективного энергоразделения следует предотвращать возникновение турбулентностей, перемешивающих уже разделённые слои. Отсюда следуют требования к гладкости внутренних поверхностей устройства и необходимость ламинарности входного потока.

2. Рабочий поток не должен делать слишком много оборотов: практически всё разделение происходит на первых витках, и дальнейшее движение будет лишь приводить к ненужным потерям на трение и увеличивать аэродинамическое сопротивление, затрудняя работу нагнетателя. Однако, чем выше плотность потока, тем труднее будет идти разделение и тем больше оборотов надо будет сделать.

3. Оптимальная скорость потока должна быть соизмерима со скоростью теплового движения его частиц. Слишком высокая скорость приведёт к тому, что все частицы будут отбрасываться к внешней стенке, и у внутренней стенки образуется бесполезная область низкого давления, что в свою очередь приведет к ухудшению разделение частиц по их скоростям. Впрочем, в реальности энергозатраты на разгон потока до больших скоростей могут оказаться менее выгодными, чем для получения того же количества тепла при меньшей скорости, но большем расходе потока.

Можно выделить ряд конструктивных преобразований для улучшения работы вихревой трубы:

Ряд ученых предлагает определенные конструктивные изменения для улучшения рабочих характеристик вихревых труб:

1. Плавный переход от входной прямой трубы к круглой рабочей трубе, чтобы избежать резкого изменения направления потока.

2. Обеспечение постоянства числа Маха в сечениях перпендикулярных оси завихряющего сопла (как уже говорилось выше – использование архимедовой спирали).

3. Установка диффузора перед выходом горячего потока, что обеспечивает уменьшение периферийной скорости. А это в свою очередь приводит к уменьшению соотношения длины к диаметру (уменьшению длины вихревой зоны) [8].

### **Литература**

1. Алексеев В.П. Исследование эффекта вихревого температурного разделения газов и паров, ОТИХП, диссертация, 1954.

2. Бирюк В.В., Курносов Н.Е., Тарнопольский А.В. Исследование эффективности температурного разделения в вихревых потоках газов. Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета, № 2, 2009. Стр. 33–41.

3. Гродзовский Г.Л., Кузнецов Ю.Е. К теории вихревой трубы, Известия АН СССР, ОТН, 1954, № 10.

4. Мартыновский В.С., Алексеев В.П. Термодинамический анализ эффекта вихревого температурного разделения газов и паров, Теплоэнергетика, 1955, № 11.

5. Люгай С. В. Повышение эффективности сжижения природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов; Москва, диссертация, 2010; 123 стр.

6. Fulton C.D. Ranque's Tube, Refrigerating Engineering, May, 1950.

7. Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике. М.: «Машиностроение», 1969. – 185 с.

8. Y.T. Wu, Y. Dinga, Y.B. Ji, C.F. Ma, M.C. Ge. Modification and experimental research on vortex tube. International Journal of Refrigeration 30 (2007) 1042e1049.

9. Webb R.L. Principles of Enhanced Heat Transfer. John Wiley & Sons, Inc., New York, 1994. – 556 p.

10. Senoo Y., Nagata T. Swirl Flow in Long Pipes with Different Roughness // Bulletin of the JSME. – 1972. – V. 15, N 90. – pp. 1514-1521.

11. Ахмедов Р.Б. Аэродинамика закрученной струи. М.: энергия, 1977. – 238 с.

12. Гуцол А.Ф. Эффект Ранка. УФН 167 665–687 (1997).

13. Balmer R.T. Modern Engineering Thermodynamics / R.T. Balmer. – Academic Press, 2011. – 801 p.

## МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГПА 10-01 В УСЛОВИЯХ КС «КОЖУРЛИНСКАЯ»

Неклюдов Д.А.

*Инженер, Барабинское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Результатом многочисленных исследований экономистов и политологов является вывод о том, что наиболее актуальным вопросом современности становится экономия природных ресурсов и, в первую очередь, не восполняемых запасов углеводородного сырья.

Особое значение это приобретает для энергоемких производств, использующих в производственном цикле значительное количество первичных энергоресурсов и их производных. Учитывая вышеуказанное, а также перспективы многократного роста цен на отпускаемый потребителям природный газ, становится актуальным рассмотрение реконструкции основных производств единой системы газоснабжения с использованием ресурсосберегающих технологий.

В связи с этим хочется отметить некоторые идеи, реализация которых, применительно к станциям компримирования газа, несомненно, принесет положительные результаты в процессе повышении эффективного использования энергоресурсов.

### МОДЕРНИЗАЦИЯ ШАХТЫ ВЫХЛОПА

В связи с непостоянной работой компрессорного цеха КС «Кожурлинская» утилизация тепла уходящих газов ГПА неактуальна. В место утилизатора тепла, установлен переходник который позволил сохранить заводские требования к шахте выхлопа и сократить затраты на:

1. транспортировку шахты выхлопа (негабаритные размеры)
2. изготовление утилизатора тепла
3. монтаж утилизатора тепла
4. техническое обслуживание утилизатора тепла (регламентные работы)

Новая конструкция шахты выхлопа позволила расширить проходное сечение тракта выхлопа, снизив сопротивление выходящих потоков газов из силовой турбины, что привело к увеличению мощность ГПА и уменьшению расхода топливного газа.

Переходник возможно приобрести у аккредитованного заводом изготовителем ГПА 10-01 ООО НПП 35-й Механический завод г. Калуга

Стоимость 1 шахты выхлопа для ГПА-10-01 (с переходником без утилизатора тепла) составит 7800000,00 руб. (без НДС), а с утилизатором тепла 12241003,20 руб. (без НДС)

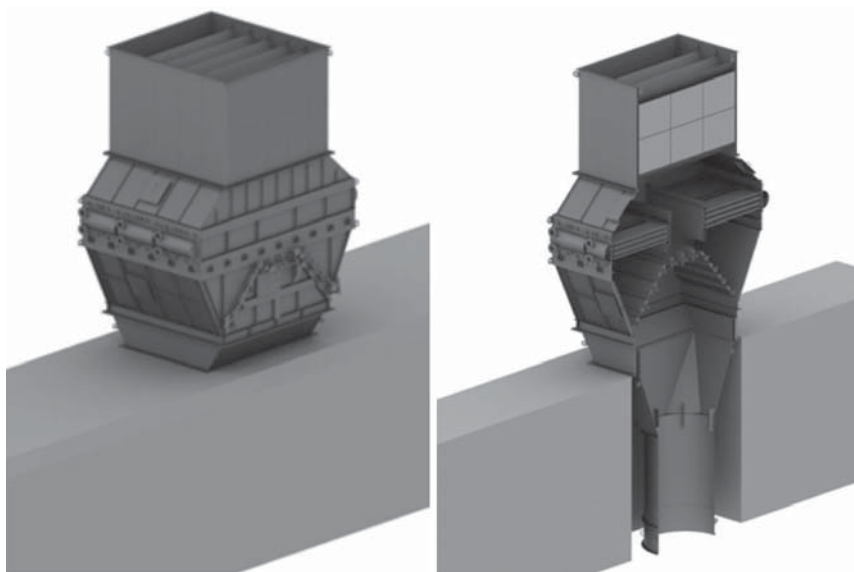
Экономический эффект (Qэф.) от внедрения данного предложения составит: стоимость 5 шахт выхлопа (с переходником без утилизатора тепла) составит ( $I_{\text{без ут.тепла}}$ ) 39000000 руб. (без НДС) с утилизатором тепла ( $I_{\text{с ут.тепла}}$ ) 61205016 руб. (без НДС)

$$5. Q_{\text{эф.}} = (I_{\text{без ут.тепла}}) - (I_{\text{с ут.тепла}})$$

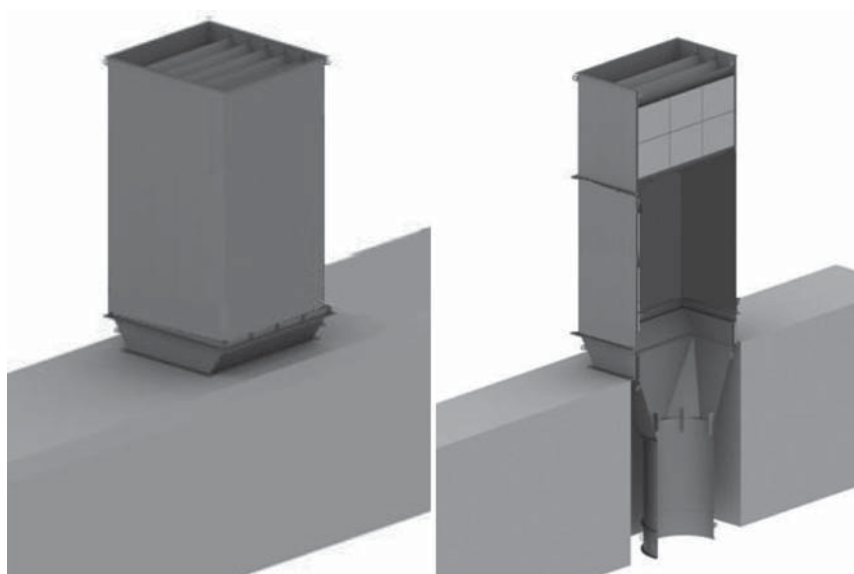
$$6. Q_{\text{эф.}} = 61205016 - 39000000 = 22205016 \text{ руб.}$$



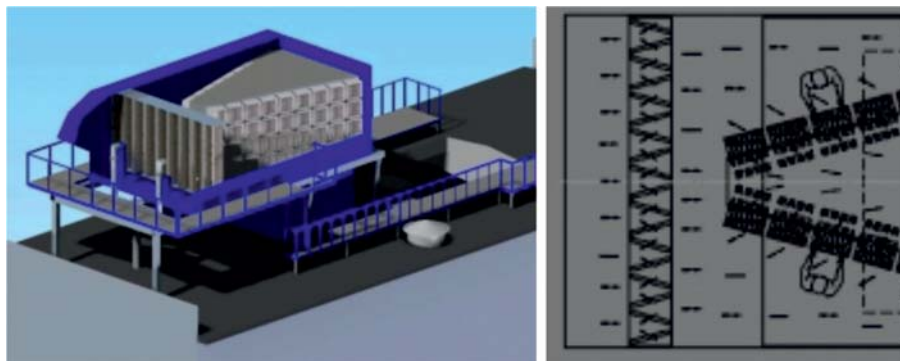
Шахта выхлопа до модернизации



Шахта выхлопа после модернизации.



Для дальнейшей модернизации предлагаю применить. Высокоэффективные воздухоочистительные устройства для ГТУ.



Воздухоочистительные устройства (ВОУ) газотурбинных агрегатов должны обеспечивать полную очистку атмосферного воздуха от пылевых частиц, вызывающих эрозию лопаточных аппаратов двигателя и загрязняющих проточную часть ГТУ. Эксплуатируемые сейчас ВОУ не в полном объеме обеспечивают выполнение этих требований, что ведет к частым заменам фильтров, а также самих устройств. ВОУ созданные ООО НПП 35-й Механический завод г. Калуга совместно и при участии ОАО КПП «Авиамотор», г. Казань обладает следующим рядом преимуществ, что обеспечивает почти 100-процентную очистку.

1. Использование комбинированной системы фильтрации (КСФ) на базе фильтров EMWfiltertechnikVKKWRU-400-4-MG-1-PF-MPK-48/22 (производства фирмы EMW, Германия) обеспечивает очистку воздуха до степени F9 (максимальный размер частиц пыли после фильтров – не более 5 мкм).

2. Конструкция самого фильтра позволяет легко производить его замену в случае засорения.

3. Благодаря использованию фильтров EMW ВОУ обладает значительно меньшим сопротивлением и габаритами по сравнению с аналогами.

4. Байпасный клапан, установленный сверху блока фильтров, автоматически срабатывает при перепаде давления 70 мм. вод. ст. на всасе и возвращается в исходное положение при перепаде давления 52 мм. вод. ст. Обогрев клапана позволяет срабатывать ему при любом диапазоне температур.

5. Конструкция блоков фильтров в виде призм позволяет уменьшить площадь и массу ВОУ.

#### Технические характеристики:

Тип очистки воздуха	Комбинированная система фильтрации (EMW)
Количество ступеней очистки	3 ступени

Фильтрующие элементы VKKW 3-265-PF-MPK 48-22, шт.	72
Влагопоглощающий фильтр Poret PPI10Z-образный, шт.	72
Номинальный расход воздуха, кг/с	80
Масса, кг	14050

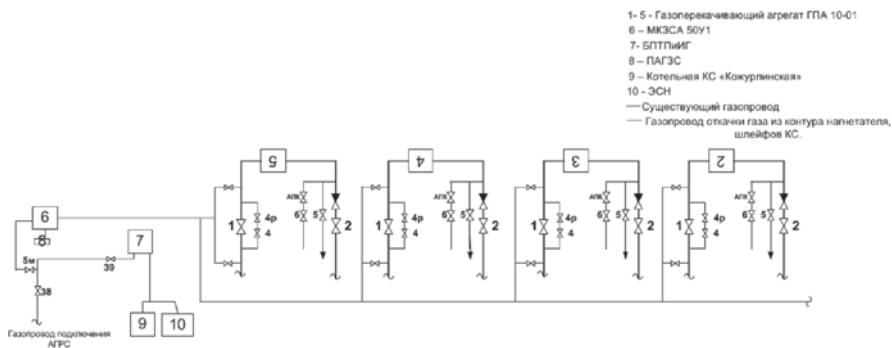
Предлагается реализовывать технологию возврата природного газа, сбрасываемого в атмосферу при опорожнении установок, продувках и стравливаниях.

Техническая реализация проекта предполагает откачку газа, поступающего из свечных трубопроводов ГПА и других технологических установок в сборный коллектор с последующей его закачкой в технологические коммуникации.

### Способы реализации возврата природного газа

1. При помощи МКЗСА-50У для этого необходимо смонтировать трубопровод диаметром 57 мм от входных коллекторов ГПА до МКЗСА-50У. Газ находящийся в контуре нагнетателя после нормального останова без стравливания, в шлейфах перед плановой остановкой компрессорного цеха откачивается при помощи МКЗСА-50У до аварийной уставки в ПАГЗ, сборный коллектор, магистральный газопровод. Остаточное давление в контуре нагнетателя, шлейфах перед плановой остановкой компрессорного цеха возможно выработать при помощи ЭСН, котельной КС-3.

**Технологическая схема откачки газа из контура нагнетателя, входного выходного шлейфа КС «Кожурлинская»**

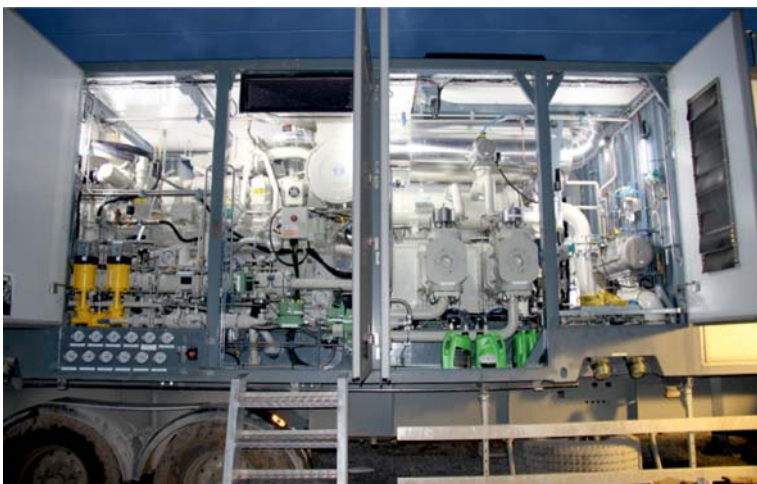


2. При помощи ГПА 10-01 уменьшая давление в ремонтном участке МГ до минимально возможного.

3. Мобильная компрессорная станция состоит из двух модулей. Каждый модуль представляет собой контейнер, в котором установлен поршневой четырехцилиндровый двойного действия компрессор BS604 с приводом от двигателя «Caterpillar G 3512 LE» мощностью 746 кВт, работающий на природном газе. Контейнер установлен на полуприцеп с трехосным полноприводным тягачом «Iveco». Масса каж-

дого модуля составляет около 40 тонн. Станции оборудованы собственной электростанцией, предпусковыми подогревателями, системами автоматического управления, газобнаружения и пожаротушения. Для подключения установки необходимо смонтировать трубопровод диаметром 150 мм. Подключение станции к газопроводу происходит при помощи специальных рукавов с быстроразъемными соединениями





Внедрение технологии возможно как при новом строительстве, так и при техническом перевооружении компрессорных станций.

## ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

**Перков И.Е.**

*Инженер, Омское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В период с 2011 по 2012 гг. на территории Омской области производились работы по строительству высоковольтной линии электропередачи ВЛ-500 кВ Омск («Восход») – Ишим («Витязь») протяженностью 310 км. На подземном газопроводе, проходящем по территории с насыщенной сетью высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока, могут возникать опасные электрические напряжения по отношению к земле, величина которых превосходит допустимую по правилам техники безопасности величину напряжения прикосновения для обслуживающего персонала. Наведенные в трубопроводе переменные токи, стекающие в землю через дефекты в изоляции, могут приводить к коррозионным повреждениям катодно-защищенного трубопровода.

Наиболее опасными являются места сближения, параллельного следования и пересечения ЛЭП и трубопроводов. ВЛ-500 кВ Омск («Восход») – Ишим («Витязь») имеет ряд пересечений с магистральными газопроводами высокого давления, которые эксплуатирует и обслуживает Омское ЛПУМГ.

Целью данной статьи является исследование негативного воздействия ЛЭП на магистральный газопровод в местах их пересечений и разработка мероприятий по снижению опасного влияния при его наличии.

Объектом исследования является устройство защиты трубопровода от воздействия наведенного переменного тока (УЗТ).

Задачами исследования является изучение принципа действия, положительного эффекта и целесообразности использования УЗТ.

Опасное влияние ЛЭП на трубопровод выражается в следующем:

1. Высоковольтная линия электропередачи создает переменное электромагнитное поле, которое оказывает влияние на подземный трубопровод. Результат этого взаимодействия – электромагнитная индукция в трубопроводе, приводящая к появлению в нем переменного тока (рис.1).

2. В случае обрыва или повреждения высоковольтной линии электропередачи трубопровод может непосредственно оказаться под напряжением в несколько тысяч Вольт (рис. 2).

3. Опоры высоковольтной линии являются потенциально опасными в условиях возникновения атмосферных перенапряжений (грозовых разрядов), что требует применения соответствующих устройств защиты трубопровода (грозозащиты).

Это, в свою очередь, может привести к:

- угрозе безопасности персонала (поражение эл. током);
- возникновению интенсивной электролитической коррозии от переменного тока;
- повреждению электрических устройств, связанных с трубопроводом.

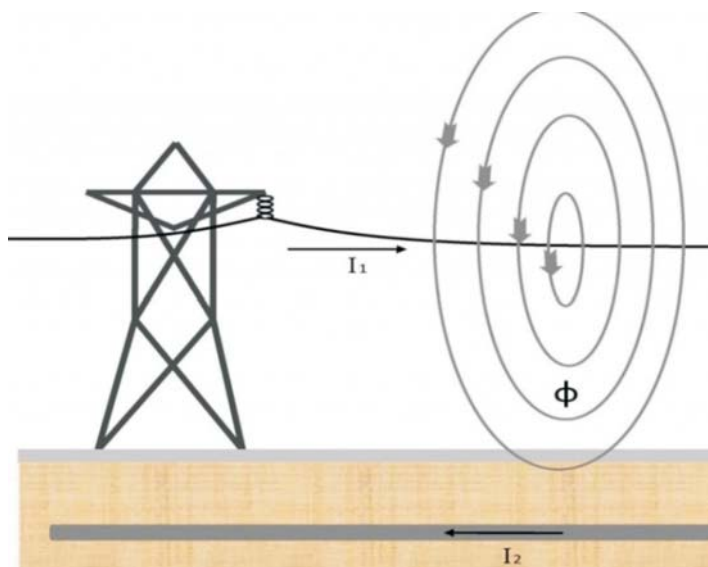


Рис. 1. Схема электромагнитного влияния ЛЭП на подземный трубопровод

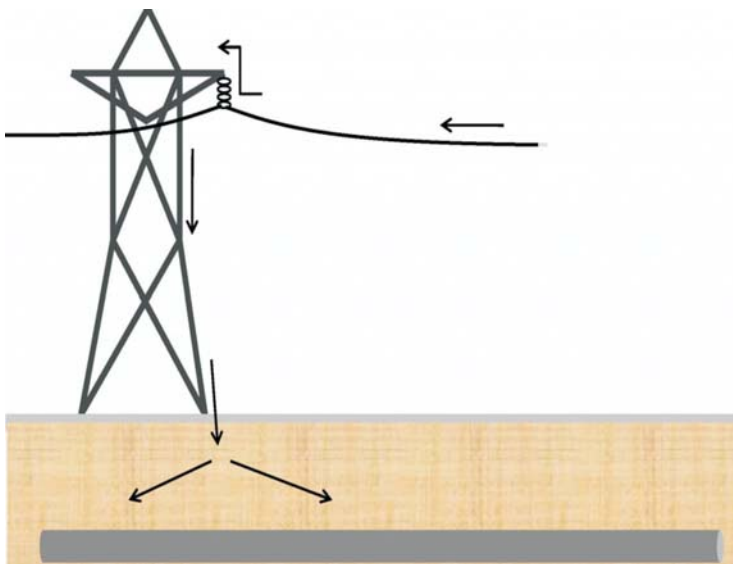


Рис. 2. Схема гальванического влияния ЛЭП на подземный трубопровод

В настоящее время для определения воздействия высоковольтных линий на трубопроводы существуют методика ОАО «Гипроспецгаз» [6] и методика ОАО «АК «Транснефть» РД-17.220.00-КТН-034-08 [3].



Расчет величины влияния ЛЭП на трубопровод с оценкой его опасности для обслуживающего персонала выполняется для двух режимов работы ЛЭП – рабочем и аварийном. В рабочем режиме работы ЛЭП оценивается влияние, вызванное магнитной индукцией, в аварийном режиме (короткое замыкание фазы ЛЭП на землю) – магнитное и гальваническое влияние.

На основании этих методик была произведен расчет негативного влияния ВЛ-500 кВ Омск («Восход») – Ишим («Витязь») в местах пересечения с газопроводами. Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 1,2 соответственно.

Таблица 1. Исходные данные

<b>Параметры трубопровода:</b>	МГ Омск-Новосибирск км 42	Газопровод-отвод ГРС-16	МГ СРТО-Омск км 1662
Диаметр D, мм	1220	325	1220
Сопротивление изоляционного покрытия $R_{из}$ , Ом·м <sup>2</sup>	$3,0 \cdot 10^3$	$3,0 \cdot 10^3$	$3,0 \cdot 10^3$
Удельное сопротивление грунта $s$ , Ом·м	20	10	25
<b>Параметры ЛЭП:</b>	Одноцепная трехфазная симметричная		
Расположение фазных проводов	Горизонтальное		
Межфазное расстояние, м	12		
Грозозащитный трос	Есть		
Максимальный рабочий ток, кА	1,1		
Ток КЗ на землю, кА	6,1	3,1	2,8
Частота тока $f$ , Гц	50		
Коэффициент экранирования грозозащитного троса $k_{эТ}$	65		



Таблица 2. Результаты расчетов

Режим работы ЛЭП	Характеристика места пересечение ЛЭП и МГ		
	МГ Омск-Новосибирск км 42	МГ СРТО-Омск км 1662	Газопровод-отвод ГРС-16
Рабочий режим (магнитное влияние)	$U_{\max} = 3,0 \text{ В}$ $j_{\max} = 13,54 \text{ А/м}^2$	$U_{\max} = 3,3 \text{ В}$ $j_{\max} = 11,92 \text{ А/м}^2$	$U_{\max} = 2,9 \text{ В}$ $j_{\max} = 26,2 \text{ А/м}^2$
Аварийный режим (магнитное влияние)	$U_{\max} = 148 \text{ В}$	$U_{\max} = 148 \text{ В}$	$U_{\max} = 134,6 \text{ В}$
Аварийный режим (гальваническое влияние)	$U_{г, \max} = 12200 \text{ В}$ $U_{рез} = 12200,2 \text{ В}$	$U_{г, \max} = 7000 \text{ В}$ $U_{рез} = 7000,4 \text{ В}$	$U_{г, \max} = 3400 \text{ В}$ $U_{рез} = 3400,7 \text{ В}$

По результатам расчетов подтвердилась вероятность опасного влияния ЛЭП на газопроводы. В рабочем режиме напряжение прикосновения  $U_{\max}$  на превышает допустимые 60 В, а плотность тока  $j_{\max}$  утечки меньше 30 А/м<sup>2</sup>. Полученные значения удовлетворяют требованиям СТО Газпром 9.0-001-2009 [4]. Однако, в аварийном режиме работы ЛЭП, напряжение прикосновения  $U_{рез}$  в разы превышает допустимые 1000 В.

Для снижения опасного напряжения прикосновения предлагаю установить в местах пересечения ЛЭП устройство защиты трубопровода от воздействия наведенного переменного тока (УЗТ) разработанное ЗАО «Трубопроводные системы и технологии».

Устройство защиты трубопроводов от наведенного переменного тока обладает следующими функциями [2]:

1. Отводит от трубопровода через заземление индуцированный высоковольтной линией электропередачи переменный ток.
2. В отличие от стандартного заземления трубопровода предотвращает утечку защитного потенциала электрохимической защиты через заземление. Ток утечки составляет менее 1 мА;
3. Отводимый переменный ток может быть измерен через встроенный в блок трансформатор.
4. Оснащено устройством грозозащиты.
5. Оснащено частотным фильтром с полосой задержания, настроенной на частоту сигналов, вызванных отличными от высоковольтной линии электропередачи устройствами (измерительным/диагностическим оборудованием и т. п.);
6. Способно выдерживать кратковременные перегрузки по току до 400А.

УЗТ предназначено для установки на открытом воздухе.

Режим работы УЗТ: продолжительный, непрерывный.

Устройство УЗТ состоит из: стойки, блока отведения переменного тока и заземления (рис. 3).

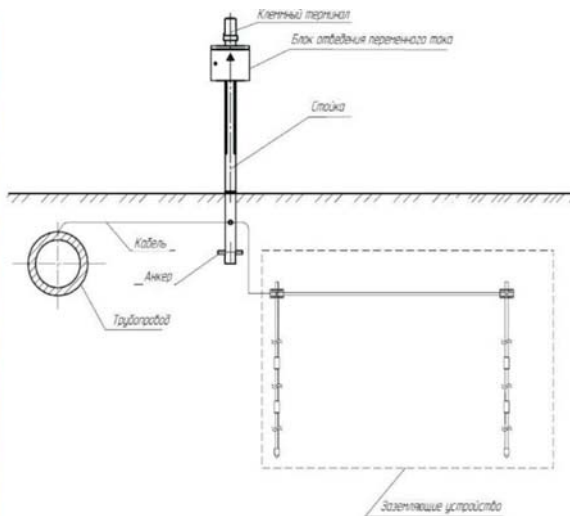


Рис. 3. Устройство защиты трубопровода от воздействия наведенного переменного тока

Отведение наведенного переменного тока осуществляется по следующей линии: кабель, подключенный к трубопроводу – клеммный терминал – частотный фильтр блока отведения переменного тока – конденсаторный блок отведения переменного тока – заземляющее устройство (рис. 4).

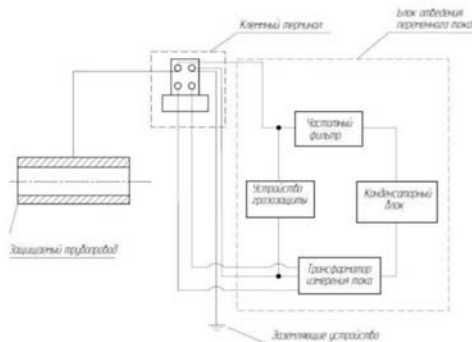


Рис. 4. Схема устройства защиты трубопровода от наведенного переменного тока

При атмосферных перенапряжениях или обрыве провода ЛЭП на трубопровод, ток разряда осуществляется по линии: кабель, подключенный к трубопроводу – клеммный терминал – устройство грозозащиты (искроразрядник) – заземляющее устройство.

В процессе эксплуатации, при проведении измерений и контроля параметров, необходимо руководствоваться типовой нормативной документацией эксплуатирующей организации и руководством по эксплуатации УЗТ [5].

Для проведения измерений, необходимо вывернуть стопорный винт крышки КИПа на несколько оборотов ключом, входящим в комплект поставки. Снять крышку, повернув ее вокруг оси.

Техническое обслуживание УЗТ, с учетом требований указанных в руководстве по эксплуатации УЗТ [5], проводится не реже одного раза в шесть месяцев.

С каждым годом ООО «Газпром трансгаз Томск» уделяет все большее внимание внедрению и развитию современных технологий по борьбе с коррозией магистрального газопровода. Изучив особенности и принцип работы устройства УЗТ, считаю целесообразным установку УЗТ в местах пересечения ВЛ-500 кВ Омск («Восход») – Ишим («Витязь») с магистральными газопроводами, где согласно расчетов подтвердилась опасность поражения персонала электрическим током. Установка данного устройства исключит негативное влияние ЛЭП и повысит как надежность самих газопроводов, так и безопасность для обслуживающего персонала, а это является приоритетной задачей для ООО «Газпром трансгаз Томск».

### **Литература**

1. Новое оборудование для защиты трубопроводов от воздействия наведенного переменного тока. – М.: Коррозия тнг, № 2, 2011.
2. Официальный сайт ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» <http://www.pipe-st.ru/>
3. РД-17.220.00-КТН-034-08. – М.: ОАО «АК» Транснефть», 2007.
4. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Защита от коррозии. Основные положения» - М.: ОАО «Газпром», 2009.
5. ТБПШ.421453.501 РЭ, Руководство по эксплуатации УЗТ. – М: ЗАО «Трубопроводные системы и технологии», 2010.
6. Яблучанский А.И., Лейба В.М., Олексейчук В.Р., Методика оценки опасного влияния высоковольтных линий электропередачи переменного тока на подземный трубопровод и технические решения по устранению этого влияния. – СПб.: ОАО «Гипроспецгаз», 2009.

## СОВРЕМЕННАЯ ОТЕЧЕСТВЕННАЯ КЛЕЕВАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ЗАВОДСКОЙ ТРЕХСЛОЙНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ АТИ-06

Пягай А.Л.

*Инженер участка ЭХЗ, Камчатское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В настоящее время в ООО «Газпром трансгаз Томск» Камчатское ЛПУМГ планируется капитальный ремонт подводных переходов рек на протяжении всего МГ «УКПГ Нижне-Квакчикского ГКМ – АГРС г. П-Камчатского». А это реки первой и высшей рыбохозяйственной категории, в которых по оценкам «КамчатНИРО» сосредоточенно 48 % всего нерестового фонда лососевых западной Камчатки [4].

В случае аварийной ситуации, которая может произойти на подводном переходе рек особенно в период нереста лососёвых рыб нанесет большой экологический (загрязнение воды и атмосферы метаном и пропан-бутановой смеси), материальный и экономический ущерб. Установлено, что основной причиной аварийных ситуаций на подводных газопроводах является коррозия, за ней следует механические воздействия (например, ледовые образования, сейсмические воздействия и т. д.).

Поэтому наиболее важно на начальном этапе проектирования правильно выбрать наружное покрытие, которое будет надежно защищать газопровод от воздействия окружающей среды. Немаловажную роль играет, выбор адгезива, ведь от качества клеящей композиции зависит высокая и стабильная во времени адгезия покрытия.

Из-за плохой адгезии в позиции 3:00, 9:00 час образуются гофры, в которых собирается вода вследствие чего появляется коррозия под покрытием. Причиной недостаточной адгезии является применение клея и метода нанесения, которые не позволяют достичь достаточной адгезии.

По сравнению с двухслойными покрытиями труб, трехслойное имеет более высокую стойкость к воздействию воды и катодному отслаиванию, более высокую теплостойкость. Под трехслойным покрытием не было зафиксировано случаев коррозии металлов. При правильном подборе системы изоляционных материалов трехслойное полиэтиленовое покрытие способно обеспечить длительную (до 45–50 лет и более) противокоррозионную защиту.

Одно из направлений повышения надежности трубопроводов – внедрение новых изоляционных материалов и современных технологий их нанесения.

Наиболее проблемным является выбор композиций для двухслойных и трехслойных полиэтиленовых покрытий. Особенно это касается трехслойных покрытий.

ООО «ИПМ» (группа компаний «ТЕРМА») заявила о своих новых разработках и испытаниях адгезионной композиции **Ати-06** для заводской трехслойной изоляции труб это первая отечественная клеевая композиция для заводской трехслойной изоляции трубопроводов.

## **Преимущества и перспективы применения**

Адгезионная композиция АТИ-06 прошла многократные испытания на трубных заводах страны, таких как Ижорский, Выксунский, Копейский, Волжский, Тимашевский, Тихорецкий. Положительными заключениями ООО «ВНИИГАЗ» рекомендовано применение адгезива для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных газопроводов и отводов от них, а также подводных (морских) участков газопроводов и газопроводов, прокладываемых методом наклонного бурения, предназначенных для длительной эксплуатации при температурах от минус 20°С до плюс 60°С. Также установлено (ООО «Институт ВНИИСТ»), что трехслойное покрытие с использованием АТИ-06 в качестве клеевого подслоя отвечает требованиям ТУ 14-2Р-676-2003 «Трубы стальные электросварные диаметром до 1420 мм с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для строительства магистральных нефтепроводов» предъявляемым к заводским полиэтиленовым покрытиям труб нормального исполнения для строительства трубопроводов с температурой транспортируемых продуктов не выше плюс 60°С; нормального исполнения с повышенной морозостойкостью; специального исполнения для строительства подводных переходов и участков трубопроводов методами бестраншейной «закрытой» прокладки.[2]

### **Перечень систем, в составе которых испытывалась адгезионная композиция АТИ-06:**

Адгезив АТИ-06 прошел испытания в различных трехслойных системах со следующими кроющими полиэтиленами: Vorcoat HE 3450 фирмы Borealis, Lupolen 4552 D фирмы Basell, Luxen HDPE 2050 фирмы M.P.V., СтавроленF 3802 фирма ООО ТД «Полипластик», ПЭВД 153-10 К Уфа.

В качестве эпоксидных праймеров были использованы: Scotchkote 226 фирмы 3 M, Resicote R-726 LD фирмы AkzoNobel, Eurocote 712 PP фирмы BS Coating, ПЭП 0103 ООО «Ярославский ЗПК», ПЭП -0305 НПФ «Пигмент».

Результаты испытаний показали полную совместимость адгезионной композиции АТИ-06 с перечисленными материалами, которые позволяют создать трехслойное полиэтиленовое покрытие, отвечающее требованиям СТО Газпром 2-2.3-130-2007.[3]

### **Технические характеристики адгезионной композиции**

При разработке адгезионной композиции АТИ-06 уровень технических свойств определялся основными требованиями норм СТО Газпром 2-2.3-130-2007. В результате был получен материал, по техническим характеристикам отвечающий вышеуказанным нормам и не уступающий по свойствам импортным аналогам. По многочисленному опыту проводимых испытаний в ряде случаев материал проявлял более надежные свойства. В таблице 1 приведены сравнительные физико-механические свойства адгезионной композиции АТИ-06 и импортных аналогов.

Таблица 1. Физико-механические свойства адгезионных композиций

ПОКАЗАТЕЛИ	МЕТОД ИСПЫТАНИЙ	НОРМА СТО ГАЗПРОМ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ	АТИ-06	ME -4020 BOREALIS	FUSABOND EMD-158D DU PONT
Индекс текучести расплава г/10 мин	ISO 1133 (190°C, 2.16 кг)	По согласованию с поставщиком	1.5-2.5	0.75-1.45	1.8
Температура размягчения, не менее, °C	ISO 11359-3 10°C, 10Н/см	100	109	115.74	127
Температура плавления в точке пика, °C	ISO 11357-3 10°C/мин		124.5	124.15	138
Напряжение на пределе текучести при 20±3°C, Мпа	ГОСТ 11262	>.10	12	11-13	-
Прочность при разрыве при 20±3°C, Мпа	ГОСТ 11262	-	25	23	-
Относительное удлинение при разрыве при 20±3°C, %	Образец тип 1, 100 мм/мин ГОСТ 11262	>400	1220	1000	900
Температура хрупкости, не выше, °C	ГОСТ16783 Динамический метод, вариант «В»	< -70	<-70	<-70	< -70
Водопоглощение через 1000 часов выдержки в воде при температуре 80°C, %	ГОСТ 4650	<1,0	0,4	0.45	
Период индукции окисления при 200°C и потоке кислорода 100 мл/мин, мин	ISO 11357-6* 2002	> 20	30-40	20	70

[1] [3]

### Испытания и свойства трехслойного покрытия

С помощью дифференциальной сканирующей калориметрии было проведено сравнительное исследование разработанного материала АТИ-06 с наиболее известными и используемыми марками импортных адгезивов Vorcoat ME 0420 и Fusabond EMD 158D. Температура начала размягчения, пик плавления, а также рассчитанная энтальпия процесса плавления в случае АТИ-06 не превышает аналогичные характеристики импортных адгезивов, что косвенно указывает на хорошие технологические свойства адгезива АТИ-06. Более низкая температура начала плавления, значительно отличающаяся, от Fusabonda EMD 158D и меньшая энтальпия процесса плавления делают адгезив АТИ-06 более предпочтительным для экструзивных линий нанесения трехслойной изоляции труб отечественных заводов. При переработке адгезива АТИ-06 не требуется никаких особых условий. Исходя из опыта испытаний материала на различных технологических линиях трубных заводов, на качество трехслойного покрытия не оказывает существенного влияния ни расположение экструзивной головки, ни расстояние от головки до трубы, а также другие конструктивные особенности экструзивных линий.

Неоднократные испытания трехслойных полиэтиленовых покрытий с участием адгезива АТИ-06 в системах с отечественными материалами (Ставролен F 3802/АТИ-06/ ПЭП-0130), а также в системах с импортным полиэтиленом и эпок-

сидным праймером (Lupolen 4552 D/АТИ-06/Resicoat R-726 LD, Luxene HDPE 2050/АТИ-06/ПЭП-0305) показали, что на соответствие требованиям ТУ 1390-004-47966425-2007 и СТО Газпром 2-2.3-130-2007 к покрытиям нормального и специального исполнения использование адгезива АТИ-06 в трехслойном полиэтиленовом покрытии обеспечивает необходимые защитные свойства, с температурой эксплуатации до 60°C. Для примера в таблице 2 представлены свойства трехслойного полиэтиленового покрытия труб «Lupolen 4552D/АТИ-06/Resicoat R-726 LD».[3] [5]

Таблица 2

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	НОРМА СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-130-2007 ИТУ 1390-004-47966425-2007			РЕЗУЛЬТАТ ИСПЫТАНИЙ
	Нормального исполнения	Специального исполнения	Термостойкого исполнения	
1. Общая толщина покрытия, мм, для труб диаметром св. 820 мм до 1420 мм	>3,5	>3,5	>2,2	5,3-5,8
2. Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ	>20	>20	>20	>20
3. Относительное удлинение при разрыве полиэтиленового слоя покрытия при температуре минус (45±3)°С, %	>100	>100	>100	137
4. Прочность покрытия при ударе, Дж/мм при температуре минус (45±3)°С при температуре (60±3)°С	>7 >4	>8 >5	>7 >4	>8 >5
5. Адгезия покрытия, Н/см при температуре (25±10)°С при температуре (60±3)°С	>200 >80	>250 >100	>250	400 140
6. Адгезия покрытия при (25±10)°С после выдержки в воде в течение 1000 ч., Н/см при температуре (80±3)°С при температуре (95±3)°С	>100	>100	>100	303 280
7. Переходное сопротивление покрытия в 3-процентном водном растворе NaCl при температуре (22±3)°С, Ом · м <sup>2</sup>	>10 <sup>10</sup>	>10 <sup>10</sup>	>10 <sup>10</sup>	9,8 × 10 <sup>11</sup>
8. Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут., см <sup>2</sup> при температуре (60±3)°С при температуре (80±3)°С	<10	<10	<20	4,3 13,6
9. Стойкость полиэтиленового слоя покрытия к термостарению. Относительное удлинение при разрыве после выдержки на воздухе в течение 100 сут., % при температуре (110±3)°С при температуре (120±3)°С	>400	>400	>400	650 480
10. Устойчивость покрытия к термоциклированию при температуре от минус (60±3)°С до плюс (20±3)°С, циклов	>10	>10	>10	>10
11. Степень отверждения грунтовки ΔTg в пределах от -3 до +2				-1,2
12. Усадка полиэтиленового слоя покрытия при температуре (150±5)°С, не более	<45	<45	<45	20

Таким образом, неоднократные испытания адгезива АТИ-06 позволяют с уверенностью рекомендовать этот материал в качестве клеевого подслоя для трехслойного антикоррозионного покрытия труб «Магистрального газопровода УКПГ Нижне-Квакчирского ГКМ – АГРС г. Петропавловска-Камчатского» при подводной прокладке через русла рек Камчатского края. Что обеспечит высокую защищенность газопровода от коррозии, гарантирует надежность, бесперебойность, безопасность и экономический эффект в виде долгого срока функционирования газопровода без материальных затрат на капитальный ремонт.

### Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-130-2007. Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до + 80°С. введ. 2008.01.21. Москва – 2007. – 18 с.
2. Комолова О.А., «Клеевая композиция АТИ-06». Журнал коррозия март 2009 г.
3. «Адгезив Ати-06 первая отечественная клеевая композиция» <http://neftegas.info/korroziya-tng> (дата обращения 08.01.2013 г.).
4. Дмитриев В. «За экологически здоровый газопровод» <http://www.rybak.com.ru> (дата обращения 10.01.2013 г.).
5. «Технологии двухслойные эпоксидные покрытия труб» [www.polymer.ru](http://www.polymer.ru) (дата обращения 07.01.2013 г.).



## ПРИБОР ДЛЯ КОРРОЗИОННЫХ ОБСЛЕДОВАНИЙ КАТОДНИК-1

Рафальский А.С.

*Студент, НПП «Электрохимзащита»,  
Томский политехнический университет*

Основным средством защиты трубопроводов от электрохимической коррозии является их антикоррозионные покрытия. Кроме того, чтобы защитить трубу в местах нарушения (дефекта) изоляции используют электрохимическую (катодную) защиту, суть которой состоит в том, что на трубу подается защитный потенциал с помощью которой металл стенки трубы поляризуется относительно земли. При появлении дефекта на границе раздела металл-земля необходимо установить такой потенциал, при котором ток электрохимической коррозии металла полностью компенсируется током катодной защиты, при этом обеспечивается минимальное коррозионное разрушение стенки трубы.

Для обеспечения данных условий потенциал поляризации  $E$  (потенциал на границе металл-земля) согласно ГОСТ 9.602-2005 ЕСЗКС должен находиться в диапазоне  $E = (0.85-1.15)V$  со знаком минус относительно медно-сульфатного электрода сравнения. Для реализации катодной защиты, например, на трубопроводе через каждые 10 км устанавливаются станции катодной защиты, отрицательный вывод которых подключается к трубе, а положительный к заземлению.

Для оценки эффективности электрохимической защиты, на каждом километре трубопровода оборудован контрольно-измерительный пункт (КИП) с панелью, на которую выведены контакты, соединённые с трубой, электродом сравнения, вспомогательным электродом и заземлением. Измерения проводятся при помощи приборов коррозионных обследований.

### Как есть

Одним из основных параметров контролируемых при диагностике эффективности электрохимической защиты являются поляризационный потенциал с омической и без омической составляющей и плотность тока поляризации вспомогательного электрода. Если измерение тока поляризации достаточно тривиальны, то измерения поляризационных потенциалов по методу вспомогательного электрода связано с рядом трудностей вызванных омическими падениями и блуждающими токами. На наш взгляд, методы используемые в существующих приборах не позволяют в полной мере исключить влияние данных факторов на результаты измерений, что приводит к снижению достоверности оценки эффективности электрохимической защиты.

### «Кто виноват?»

Известен способ, реализованный в применяемых в настоящее время в приборах для коррозионных обследований, основан на измерении потенциала вспомогательного электрода с некоторой задержкой после его отключения от трубы. Данный спо-

соб позволяет производить достоверные измерения потенциал поляризации без омической составляющей, поскольку омическое падение, вызванное протеканием тока защиты через грунт становится равным нулю. Однако, это справедливо только при отсутствии блуждающих токов. При отключении вспомогательного электрода от трубы, в его цепи в течение некоторого времени сохраняются флуктуации (помехи) вызванные блуждающими токами, которые, как правило, имеют инфранизкочастотные составляющие с периодом колебания порядка 100 и более секунд.

При этом возникает так же ток перезаряда псевдоёмкости вспомогательного электрода, который создаёт падение напряжения на участке грунта и соответственно вносит дополнительную погрешность измерения.



Рис. 1

Исключение влияния инфранизкочастотных флуктуаций предполагает установку больших времен задержки начала измерений после отключения вспомогательного электрода от трубы. Однако, увеличение задержки приводит к возрастанию ошибки измерений связанной с деполяризацией вспомогательного электрода при его отключении от трубы и стремлению его величины к своему равновесному значению.

### «Что делать?»

В разработанном нами приборе для коррозионных обследований «Катодник-1» реализован потенциодинамический метод измерения потенциала поляризации. Измерение поляризационного потенциала без омической составляющей подземного стального сооружения осуществляется в два этапа за один цикл включения-от-

ключения вспомогательного электрода от защищаемого объекта Данный метод основан на измерении динамики изменения потенциалов вспомогательного электрода, для последующего их анализа и определения оптимального времени задержки, за которое флуктуации успевают затухнуть, а потенциал вспомогательного электрода еще сохраняет значимую величину, достаточную для его точного измерения, – первый этап. Второй этап измерений начинается после отключения вспомогательного электрода от трубы, по истечении времени задержки и заключается в регистрации динамики спада потенциала вспомогательного электрода. Затем, полученные данные, обрабатываются в соответствии с разработанным нами алгоритмом. При этом потенциала поляризации без омической составляющей определяется путем аппроксимации динамики его спада на момент отключения вспомогательного электрода от трубы.

Экспериментальная проверка данного прибора и способа измерения поляризационного потенциала, а также его сравнение с известным способом было проведено на контрольно-измерительном пункте 1-6-0 газопровода ООО «Газпром трансгаз Томск». Из приведенной на рис. 1 динамики изменения потенциала вспомогательного электрода после его отключения от датчика следует, что ошибка измерений при использовании известного способа всегда остается существенной. При задержках менее 30 сек. она определяется флуктуациями, а при больших временах задержки – естественным спадом потенциала вспомогательного электрода.

Таблица 1

<b>Метод измерения</b>	<b>Старый</b>	<b>Новый</b>	<b>Старый</b>	<b>Новый</b>	<b>Старый</b>	<b>Новый</b>
Число измерений	10	3	5	3	3	3
Среднее значение поляризационного потенциала, мВ	1064	1067	1004	1065	1083	1068
Стандартное отклонение	26	2	32	2	22	3
Общее время измерения, мин	20	7,5	10	4,5	6	1,5

Результаты измерений потенциала поляризации проведенные известным (старым) и новым способами приведены таблице 1.

Из таблицы 1 следует, что стандартное отклонение измерений известного метода составляет 22–32 мВ и существенно превышает аналогичный параметр для предлагаемого метода 2–3 мВ. При этом существенно сокращается время измерений.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет обеспечить измерение потенциала поляризации подземных стальных сооружений с более высокой точностью за счет более полного исключения из результатов измерений ошибок связанных с омической составляющей, флуктуациями и спадом (изменением) измеряемого потен-

циала после отключения вспомогательного электрода от подземного стального сооружения, а так же более высокой производительностью за счет уменьшения числа измерений и снижения их продолжительности и достоверностью измерений при больших помехах. Прибор «Катодник-1» позволяет так же проводить измерения плотности тока катодной защиты и потенциала поляризации с омической составляющей.

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ВОДОРОДНОГО ОХРУПЧИВАНИЯ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

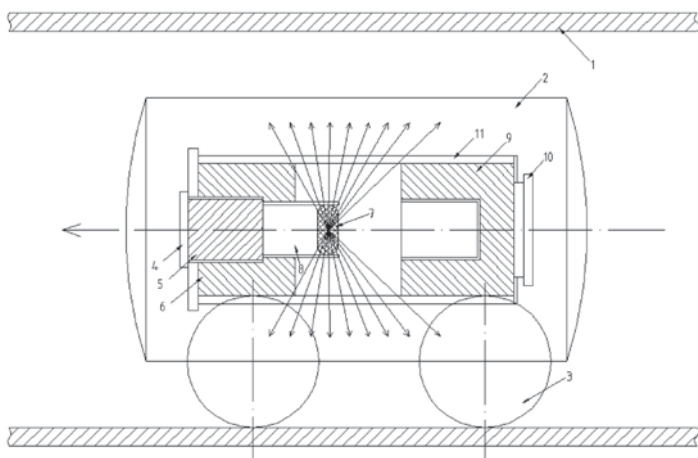
Сыпченко В.С., Мамонтов А.П., Тюрин Ю.И., Никитенков Н.Н.  
*Студенты, Физико-технический институт,  
Томский политехнический университет*

При транспортировке газов в стенках магистральных газопроводов накапливается водород, который играет существенную роль в коррозионном разрушении газопроводов. Водородная повреждаемость сталей начинается на уровне  $\sim 10^{-7}$ – $10^{-5}$  м и обусловлена характерным скоплением дислокаций [1]. Расширения кристаллической решетки в результате действия приложенного напряжения приводит к накоплению поглощенного материалом водорода, давление которого может достигать  $10^3$  МПа.

При столь большой концентрации водорода в стенках стали стенки становятся хрупкой, что в определенных условиях приводит к потере устойчивости магистральных газопроводов и их разрушению [2, 3].

Удаление водорода из стенок магистральных газопроводов достигается перемещением облучающей системы внутри газопровода под действием транспортируемого газа, возбуждением под действием ионизирующего излучения водородной атмосферы во всей стенке газопровода, что приводит к выходу возбужденного водорода из всего объема стенки.

Схема реализации рассматриваемого способа приведена на рис. 1.



**Рис. 1.** Схема облучения стенок трубы магистрального газопровода ионизирующим излучением

Изображен участок облучаемого газопровода 1, в котором расположена облучающая система, смонтированная внутри герметичного контейнера 2, снабженного

ходовым механизмом 3, обеспечивающим свободное перемещение облучающей системы по газопроводу под действием транспортируемого газа. Облучающая система включает в себя неподвижный свинцовый экран 6 и подвижный свинцовый экран 9. Подвижный свинцовый экран при помощи регулировочного механизма 10 передвигается вдоль продольной оси контейнера, открывая при этом кольцевую щель, через которую излучение от радиоактивного изотопа 7, помещенного в капсулу 8, производит облучение участка магистрального газопровода. Капсула с радиоактивным изотопом закрывается свинцовой пробкой 5 и заглушкой 4, которые обеспечивают герметичность капсулы. Все устройство помещается в цилиндр 11.

Применяемый способ удаления водорода из стенок магистральных газопроводов реализуется следующим образом: по газопроводу 1 пропускают облучающую систему, установленную в герметичном контейнере 2 и снабженную ходовым механизмом 3, обеспечивающим свободное перемещение облучающей системы по газопроводу под действием транспортируемого газа в направлении, указанном стрелкой. Открывают свинцовый экран 9 до начала движения облучающей системы. При движении облучающей системы по газопроводу происходит облучение ионизирующим излучением стенок магистрального газопровода. В процессе облучения в материале стенок газопровода происходит аннигиляция междуузельных атомов с генетически связанными вакансиями кристаллической решетки материала. При аннигиляции выделяется запасенная в вакансиях кристаллической решетки энергия, равная 9 эВ [4].

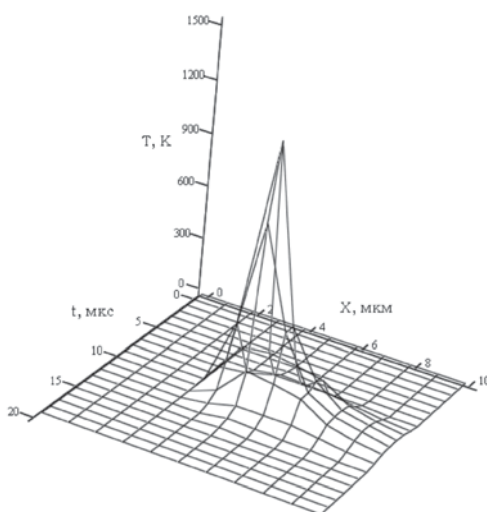


Рис. 2. Распределение температуры в стали, обусловленной аннигиляцией междуузельного атома с генетически связанной вакансией в процессе воздействия ионизирующего излучения

Это приводит к повышению температуры в области аннигиляции. Затем температура в области аннигиляции резко уменьшается до температуры окружающей среды за время, составляющее доли микросекунды (рис. 2).

Источник тепла, обусловленного аннигиляцией междоузельного атома с генетически связанной вакансией, в начальный момент времени помещен в однородное не движущееся тело в виде точки ( $n = 3$ ). Никаких других источников тепла в этот и последующие моменты времени не имеется. Пусть соответствующий интеграл от температуры, распространяющейся на все пространство, пропорционален этому количеству тепла и, следовательно, не зависит от времени и равен единице.

В момент времени  $t = \frac{y}{4a^2}$  ( $a^2$  – коэффициент теплопроводности,  $y$  – функция распределения тепла от нагретой точки) температура  $T$  на расстоянии  $x$  от начала координат будет равна

$$T = \frac{e^{-\frac{x^2}{y}}}{\sqrt{(\pi y)^n}}$$

Для нагретой точки ( $n = 3$ ) изотермы представляют собой сферические поверхности,  $x = R$ . [5,6]

Расчеты показывают, что температура в области аннигиляции междоузельного атома с генетически связанной вакансией, составляет 950–1000 K; температура уменьшается до температуры окружающей среды в течение 14–19 мкс.

На рис. 3 показаны характерные для стали зависимости выхода водорода от времени облучения электронным пучком (ионизирующим излучением) при разных плотностях тока электронов на образце. Наблюдается качественно одинаковое из-

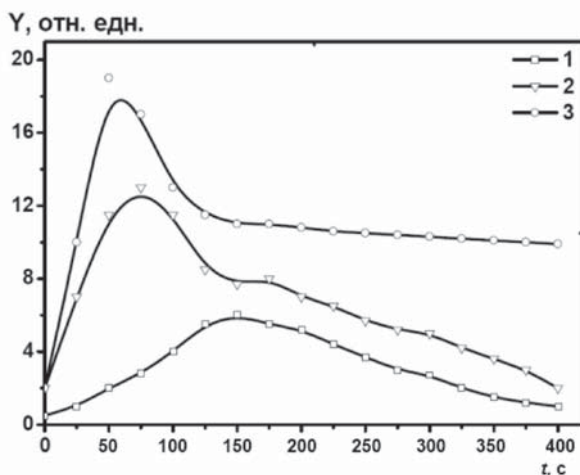
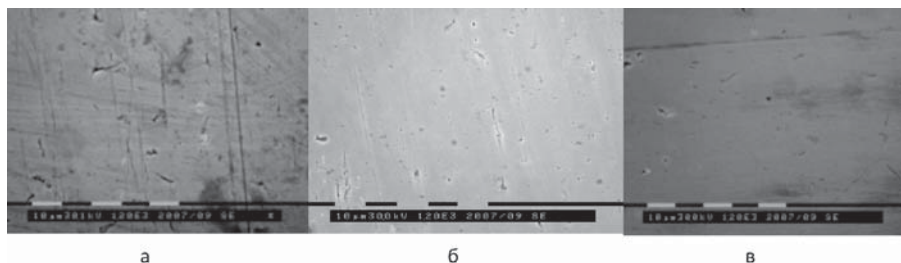


Рис. 3. Зависимость интенсивности выделения водорода из нержавеющей стали от времени облучения. Энергия электронов  $E=40$  кэВ, плотность тока  $J$  ( $\text{мкА}\cdot\text{см}^{-2}$ ): 1 – 3; 2 – 15; 3 – 30. Максимальная температура нагрева образцов (K): 1 – 303, 2 – 343, 3 – 523

менение выхода от времени облучения при увеличении плотности тока, а именно, с увеличением плотности тока максимум выхода растет и сдвигается к меньшим временам.

На рис. 4 приведены оптические изображения поверхности стали, полученные методом растровой электронной микроскопии после введения водорода и последующего облучения.



**Рис. 4. Оптические изображения поверхности газопроводной стали, полученные методом растровой электронной микроскопии после введения водорода и облучения ионизирующим излучением: а) – после введения водорода в течение 120 мин; б) – после введения водорода в течение 120 мин с последующим облучением в течение 60 с.; в) – после введения водорода в течение 120 мин с последующим облучением в течение 120 с**

Наводороживание в течение 15 мин мало влияет на состояние поверхности. Последующее увеличение времени наводороживания до 60 мин приводит к образованию дефектов на поверхности. При дальнейшем наводороживании появляются трещины на поверхности стали газопровода. Облучение наводороженной трубопроводной стали приводит к существенному улучшению состояния поверхности в результате выхода водорода.

Облучение проводится при мощности дозы ионизирующего излучения 0,015–0,018 Р/с. При меньшей мощности дозы ионизирующего излучения не достигается большого выхода водорода из стенок газопровода и требуется большое время облучения. Это может приводить к экологическим рискам при транспортировке газа по магистральным газопроводам [7].

Проведенные экспериментальные и теоретические исследования показали, что уменьшение концентрации водорода в стали при облучении в определенных режимах и условиях позволяет обеспечить безопасность магистральных газопроводов. Это исключительно сложная проблема [8] и требуется проведение исследований непосредственно на магистральных газопроводах.



## Литература

1. Колачев Б.А. Водородная хрупкость металлов. – М.: Металлургия, 1985. – 217 с.
2. Владимиров В.И. Физическая природа разрушения металлов. – М.: Металлургия, 1984. – 280 с.
3. Поляков В.Н. Катастрофы трубопроводов большого диаметра. Роль полей водорода. Проблемы прочности, 1995, № 1. – С.137–146.
4. Пахаруков Ю.В. Некоторые аспекты радиационного упорядочения. //ФТП. 1989. Т.23. вып. 5.– С. 391–402.
5. Кузнецов Д.С. Специальные функции. М.: Высшая школа, 1962, 249 с.
6. Лебедев Н.Н. Специальные функции и их приложение. С-Петербург, Лань, 2010, 359 с.
7. Арзамасова Г.С., Карманов В.В., Бурдюгов С.И., Халтурин В.Г. Экологические риски процессов транспортировки газа по магистральным газопроводам. //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 6/2010.
8. Нечаев Ю.С. Физические комплексные проблемы старения, охрупчивания и разрушения металлических материалов водородной энергетики и магистральных газопроводов // УФН, 2008, Т.178., № 7. – С. 709–726.

## ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ДРЕНАЖНОЙ ЛИНИИ ГАЗОПРОВОДА В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРРОЗИИ

**Тихонова Т.В.**

*Студент, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

В настоящее время на территории России эксплуатируется около 23 тыс. км промысловых трубопроводов [4]. Ежегодно на промыслах происходит до 70 тыс. отказов трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений [5]. 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, 17 % – даже двух лет [5]. Свыше 70 % аварийных ситуаций приходится на специфическое разрушение в виде «канавочного» износа. Вследствие чего, средний срок эксплуатации промыслового трубопровода изменяется от нескольких месяцев до 15 лет.

Коррозионные процессы приводят к снижению механической прочности труб и как следствие к порывам трубопроводов. В результате чего происходит загрязнение окружающей среды, снижение добычи нефти, повышение затрат на капитальный ремонт, а также остановки перекачки продукта.

Защита нефтепромысловых трубопроводов от ручейкового износа, вызванной взаимодействием металла трубы и перекачиваемой среды, является актуальной в настоящее время во многих регионах России, особенно на месторождениях Западной Сибири.

В данной работе мы задались целью, определить напряженно-деформированное состояние участка трубопровода, находящейся под воздействием внутреннего давления, с учетом возникновения в трубе ручейкового износа в процессе ее эксплуатации. Все ниже приведенные расчеты и результаты получены с помощью многофункциональной программы ANSYS.

Для расчета были приняты реальные данные гравиметрических исследований, полученные в результате мониторинга коррозии технологических трубопроводов на Лугенецкой газокompрессорной станции» ОАО «Томскнефть» ВНК [2] за отчетный период с декабря 2009 по декабрь 2010 года.

Данная газокompрессорная станция предназначена для компримирования и осушки смешанных потоков газов с выработкой сухого отбензиненного газа для подачи в магистральный газопровод «Лугенецкое – Парабель».

Агрессивность технологических сред на Лугенецкой газокompрессорной станции определяется наличием в поступающем на станцию нефтяном газе диоксида углерода, сероводорода, кислорода, паров соляной кислоты, хлоридов кальция и магния. Необходимым условием протекания коррозии является наличие воды в жидком виде.

Исследуемая закрытая дренажная система служит для сбора воды и жидких углеводородов, которые дренируются из технологических аппаратов и трубопроводов станции, за счет чего данная система является одним из наиболее подвержен-

ных к коррозии участкам. Более того в данной дренажной системе не предусмотрена ингибиторная защита.

Коррозионная агрессивность среды меняется в широких пределах – диапазон зафиксированной скорости коррозии за данный период составляет 0,001...0,390 мм/год. Причем максимумы коррозионной активности имеют сезонный характер и приходятся на осенние и весенние месяцы (май, октябрь).

Величина общей скорости коррозии по всем контролируемым рабочим линиям не превышает значения 0,1 мм/год и характеризует низкую коррозионную агрессивность рабочих сред, что в очередной раз доказывает слабо агрессивность перекачиваемых сред месторождений Западной Сибири [2].

Образование ручейкового износа можно объяснить абразивно-коррозионным износом локальных поверхностей нижних образующих труб. С некоторых участков этих поверхностей в процессе эксплуатации трубопровода происходит постоянное механическое удаление железо-карбонатной пленки. В результате очищенные поверхности переходят в активное электрохимическое состояние. Образование между обнаженными участками металла (анод) и остальной поверхностью трубы, покрытой осадком (катод), локальных макро гальванических пар является причиной локального разрушения нижней образующей нефтесборных трубопроводов. Разность площадей сравнительно большого катода и относительно малого анода, приводит к быстрому разрушению анода и образованию ручейковой коррозии.

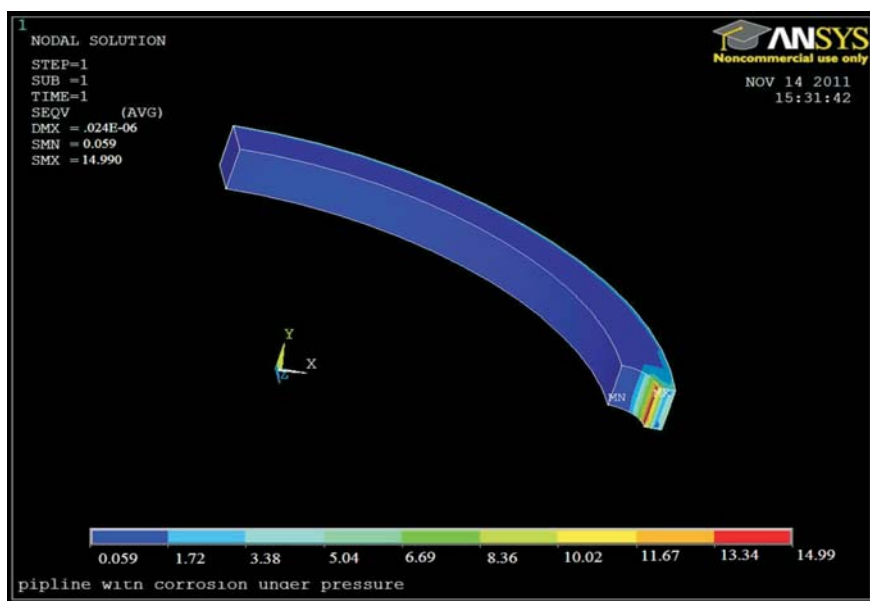


Рис. 1. Распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса в области ручейковой коррозии

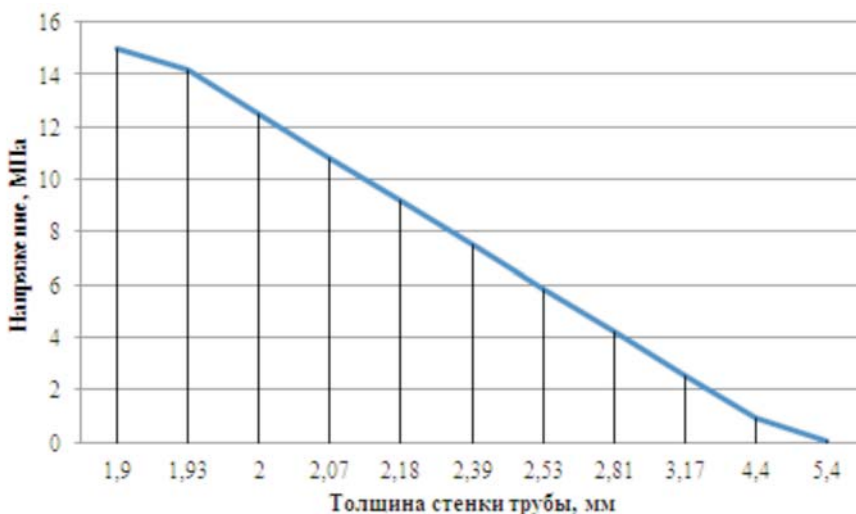


Рис. 2. Распределение напряжений по толщине стенки трубопровода

Согласно [1, 3] данные повреждения представляют собой язвы чаще вытянутой формы, сливающиеся с близко расположенными дефектами. Ширина данных повреждений может достигать от 40...60 мм, средняя глубина язв составляет 3,5 мм.

С помощью программного комплекса ANSYS была построена модель участка трубопровода диаметром 88,9 мм при толщине стенки 5,4 мм. Данный участок трубы, предназначен для дренажа жидких углеводородов и воды при температуре 5–10 °С и рабочем давлении 135 кПа.

На рис. 1 представлено распределение эквивалентных напряжений по критерию Мизеса, где наиболее опасный участок выделен красным цветом. Согласно графику представленному на рис. 2 следует, что наибольшие напряжения возникают на нижней части трубы с наименьшей толщиной стенки.

На основании проведенных расчетов можно анализировать и предполагать возможное разрушение участка трубы под воздействием внутреннего давления:

- коррозионная агрессивность среды меняется в широких пределах – диапазон зафиксированной скорости коррозии за данный период составляет 0,001...0,390 мм/год. Причем максимумы коррозионной активности имеют сезонный характер и приходятся на осенние и весенние месяцы (май, октябрь);
- наибольшие напряжения возникают в зоне ручейковой коррозии, в частности в тех участках, где глубина коррозии максимальна, а толщина стенки минимальна;

С целью устранения возникновения ручейкового износа необходимо провести комплекс мероприятий, снижающий вероятность коррозионного разрушения.

## Литература

1. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения. // Защита металлов. – 2005. – том 41. – № 5. С. 523–527
2. Информационный отчет за декабрь 2010. «Проведение работ по мониторингу коррозии технологических трубопроводов на Лугинецкой газокompрессорной станции»
3. Инюшин И.В., Лейфрид А.В., А.С. Валеев, Ривкин П.Р. Коррозия внутренней поверхности нефтесборных промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка газа. – 2002. – № 3. – С.85–86.
4. Рябов А.А. Трубопроводный транспорт – 2011: диагностика, эксплуатация и реконструкция. // Безопасность труда в промышленности
5. Справочник мастера по подготовке газа. Под ред. М.Л. Карнаухова/ М.: «Инфра Инженерия», 2009. – 256

## **РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ КОНТРОЛЯ ЗАЩИТНОГО ПОТЕНЦИАЛА ГАЗОПРОВОДА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕЗЭЛЕКТРОЛИТНОГО ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ СЭС**

**Чагирев А.С.**

*Инженер, Производственный отдел защиты от коррозии,  
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

**Ямкин А.В.**

*Инженер, Технический отдел,  
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Основной задачей служб (участков, групп) защиты от коррозии является обеспечение эффективной защиты сооружений от коррозии, повышающей надежность их эксплуатации, поэтому одно из основных направлений деятельности по борьбе с коррозией следует назвать – создание средств повышения эффективности диагностики и контроля электрохимзащиты магистральных газопроводов.

Одним из показателей контроля электрохимической защиты является измерение на газопроводе защитного потенциала, который осуществляется медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия.

На данный момент «Реестром оборудования электрорхимической защиты, разрешенного к применению в ОАО «Газпром», можно применять несколько типов электродов сравнения, а именно:

- медно-сульфатный электрод сравнения длительного действия СМЭС «Менделеев» производства ЗАО «Химсервис»
- медно-сульфатный неполяризующийся электрод сравнения ЭНЕС-3М производства ООО «Завод газовой аппаратуры «НС»

На 01.01.2013 в ООО «Газпром трансгаз Томск» эксплуатируется в количестве 11063 штук медно-сульфатных электродов сравнения.

У данных электродов есть очень большой недостаток, т. е. для осуществления надежного электрического контакта с землей (почвенным электролитом) и медным электродом, расположенным внутри электрода сравнения, используется сухой или концентрированный раствор медного купороса. Таким образом медный купорос постоянно просачивается через ионообменную мембрану или керамику электрода сравнения и медный электрод теряет электрический контакт с почвенным электролитом в зависимости от характера грунтов, что приводит к погрешности измерений защитного потенциала газопроводов, а в песчаных и скальных грунтах срок эксплуатации данных электродов сокращается в двое, вследствие этого электроды необходимо менять, что приводит к значительному повышению эксплуатационных расходов обслуживания газопроводов.

Серьезно с такой ситуацией в ООО «Газпром трансгаз Томск» столкнулись на газопроводах Сахалинского и Камчатского ЛПУМГ. Например при строительстве газопровода на Северо-Сахалинской промплощадке и установкой на нем 157 шт. медно-сульфатных электродов сравнения уже через 1,5 года вышло из строя 69 шт., так как для Сахалинского и Камчатского краев присуще скальные грунты, что

сопутствует более быстрому вытеканию медного купороса из электродов и соответственно погрешности измерений защитного потенциала газопровода.

На рисунке 1 показан СМЭС «Менделеевец»

- 1 – Медный электрод;
- 2 – сухая смесь  $\text{CuSO}_4$ ;
- 3 – внутренний корпус;
- 4 – бентонитовая смесь;
- 5 – внешний корпус;
- 6 – кабельный наконечник;
- 7 – контакт медного электрода;
- 8 – термоусаживаемая трубка;
- 9 – термоусаживаемая муфта;
- 10 – измерительный кабель электрода сравнения.

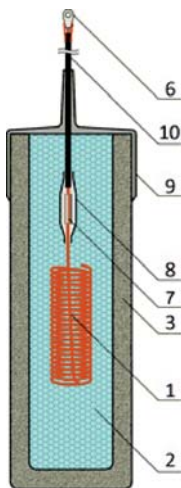


Рис. 1. СМЭС-1

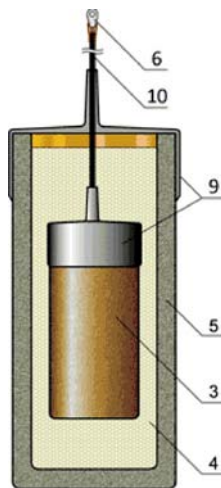


Рис. 2. СМЭС-2

Поэтому для снижения эксплуатационных расходов обслуживания газопроводов необходимо создать совершенно новый электрод сравнения для измерения защитного потенциала не имеющего медного купороса.

Таким «сухим» электродом сравнения является разработанный безэлектролитный электрод сравнения ООО «НПП ЭлектроХимЗащита».

Целью разработки СЭС является повышение достоверности оценки коррозионного состояния газопроводов, снижение вероятности образования внешних коррозионных дефектов за счет использования безэлектролитных электродов сравнения, которые значительно дешевле, проще в эксплуатации и более долговечны по сравнению с электродами, которые на данный момент применяются в ОАО «Газпром».

На рисунке 3 показан СЭС-1

- 1 – корпус
- 2 – электрод сравнения из пористого металла
- 3 – анод из более положительного металла
- 4 – резистор цепи наводороживания
- 5 – датчик поляризационного потенциала

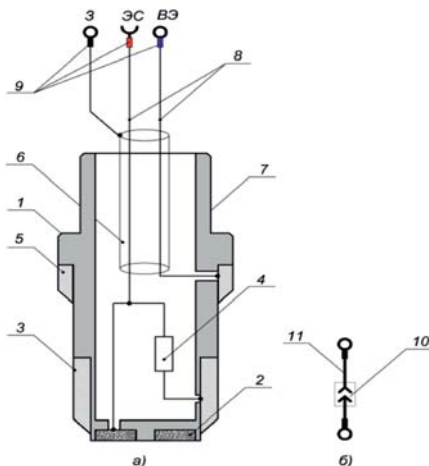


Рис. 3

При установке сухого электрода сравнения в грунт, цепь между электродом сравнения из пористого металла и анодом из более положительного металла замыкается, а так как у этих металлов разный собственный потенциал возникает ток, под действием которого из влаги грунта выделяется водород. По мере насыщения в порах электрода водородом на электроде устанавливается стационарный потенциал.

Ниже приведены технические характеристики выше указанных электродов сравнения.

#### СМЭС «Менделеевец»

1. Потенциал (по х. с. э.), мВ	-120±20
2. Переходное электрическое сопротивление, Ом, не более	1500
3. Габаритные размеры, мм: высота диаметр	300±5 145±4
4. Масса, кг	7,9±0,1
5. Срок службы, лет, не менее	10

#### СЭС-1

1. Потенциал относительно образцового х. с. э., мВ	-640 ± 15
2. Срок службы, не менее, лет	25
3. Вес, не более, кг	0,3
4. Внутреннее электрическое сопротивление, кОм	10
5. Время установки на глубину трубы, мин	5

Основные преимущества сухих электродов сравнения СЭС перед медно-сульфатными электродами сравнения:

1. Не искажает потенциал вспомогательного датчика электрода сравнения.
2. Большой срок службы.
3. Малые габариты и вес.
4. Высокая механическая прочность.
5. Возможность установки электрода сравнения на глубину укладки газопровода путем вдавливания без предварительного рытья траншеи, что исключает перегонку тяжелой автотракторной техники на газопровод для замены одного электрода.
6. Морозостойкость, что позволит их использование в много лет мерзлых грунтах.

На данный момент в соответствии с техническим заданием:

- разработан потенциодинамический метод измерений защитных потенциалов газопроводов с использованием безэлектролитных электродов сравнения типа СЭС;



- разработан и передан на согласование экспертной организации ОАО «Газпром» СТО ООО «Газпром трансгаз Томск» на применение метода и электродов;
- департаментом ОАО «Газпром» утвержден протокол результатов экспертизы ТУ с решением о применении на объектах ОАО «Газпром» электродов типа СЭС;
- проводится опытно-промышленная эксплуатация электродов СЭС-1 на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Томск»;
- подана заявка на патент «Способ измерения защитного потенциала», готовятся заявки на патенты «Способ измерения удельного сопротивления грунта», «Способ измерения кислотности грунта», «Устройство для измерения поляризационного потенциала».

### **Литература**

1. ГОСТ 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
2. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Защита от коррозии. Основные положения».
3. СТО Газпром 9.2-002-2009 «Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования».
4. СТО Газпром 9.2-003-2009 «Проектирование электрохимической защиты подземных трубопроводов».

## ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Чирков С.А.

*Инженер, Филиал «Томскавтогаз», ООО «Газпром трансгаз Томск»*

### 1. Введение

В настоящее время в России активно реализуется комплекс мер по увеличению потребления природного газа в качестве моторного топлива. Необходимость этих мер определяется усиливающимся дефицитом и удорожанием традиционных нефтяных топлив, а также ужесточением экологических требований к автомобильному транспорту. Традиционным решением в данном направлении является строительство автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). Однако существует другое решение, которое заслуживает пристального внимания. Это – производство и использование сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива.

### 2. Характеристики СПГ

СПГ – криогенная жидкость. При атмосферном давлении температура кипения СПГ – 160 °С. При сжижении объем природного газа уменьшается примерно в 600 раз, что эквивалентно сжатию газа до давления около 60 МПа. Средняя плотность СПГ 420 кг/м<sup>3</sup>. Калорийность примерно 10 000 Ккал/кг.

### 3. Обзор производителей оборудования СПГ

Мировой рынок оборудования для производства СПГ активно развивается. Наиболее крупными российскими производителями являются: «Криогенмаш» (г. Балашиха), «Гелиймаш» (Москва), «Сибкриотехника» (г. Омск), «Криогаз» (г. Санкт-Петербург). Средняя стоимость российского оборудования составляет 50 млн. рублей.

Среди иностранных производителей можно выделить компании; «Philips Petroleum Company» (США), «Cryostar» (Франция), а также китайские производители.

Производители предлагают разнообразные схемы получения СПГ:

- установки с дроссельными циклами;
- установки с детандерными циклами;
- криогенные газовые машины;
- комбинированные установки (выше приведенных циклов).

Установки с дроссельными циклами отличаются простотой и надежностью в работе, вследствие чего широко распространены в производстве холода и сжиженных газов. Однако из-за низкой экономичности эти установки пригодны лишь для получения холода в небольших количествах (доля получаемой жидкости не превышает 16,5 %).

Установки с детандерными циклами отличаются требовательностью к чистоте газа и относительной дороговизной и ненадежностью в эксплуатации.

Криогенные газовые машины нашли применение благодаря высокой компактности и эффективности. Наиболее распространены машины, работающие по холодильному циклу Стирлинга.

#### **4. Применение оборудования СПГ в ООО «Газпром трансгаз Томск»**

В качестве пилотного проекта использования оборудования СПГ предлагается рассмотреть создаваемое в настоящее время в Республике Саха (Якутия) Ленское ЛПУ МГ Общества, входящее в состав газо-транспортной системы «Сила Сибири». Данный выбор обусловлен стремлением снизить эксплуатационные затраты путем замещения части завозимого жидкого моторного топлива сжиженным природным газом, производимым собственными силами. Так как в данном регионе отсутствуют нефтеперерабатывающие заводы, цена на топливо является очень высокой из-за расходов на доставку. Кроме того, для обеспечения запаса топливом требуется создание емкостей большого объема.

Предлагаем заменить транспорт общего назначения, работающий на бензине и дизельном топливе на транспорт с газовыми двигателями. Для обеспечения газомоторным топливом необходимо установить в зоне работы ЛПУ криогенное оборудование.

Наиболее приемлемыми технологиями производства СПГ для нашего Общества являются:

1. Производство СПГ с использованием свободных мощностей компрессорного оборудования АГНКС.

2. Производство СПГ на газораспределительной станции (ГРС).

Рассмотрим более подробно второй вариант, так как этот способ отличается более надежными эксплуатационными показателями и требует меньших затрат на реализацию. Производство СПГ на ГРС осуществляется за счет использования перепада давления, имеющегося на газораспределительных станциях магистральных газопроводов без дополнительных затрат электроэнергии.

В состав комплекса входит следующее оборудование:

1. Блок криогенный (дрессельного типа);
2. Охладитель природного газа;
3. Охладитель масла;
4. Система контроля и автоматического управления.

Полученный сжиженный газ может быть использован для заправки собственного транспорта двумя способами: в жидком виде при заправке в криогенный бак автомобиля через специальную заправочную колонку; в газообразном виде при его предварительной регазификации в атмосферных испарителях (за счет тепла окружающей среды) и последующей заправке в баллоны автомобиля под давлением 200 атм.

Станции заправка автотранспорта сжиженным природным газом включают следующее оборудование:

1. Емкость приема и хранения СПГ;

## 2. Заправочная колонка СПГ.

Существует также возможность на данной станции производить заправку сжатым газом. При этом станцию необходимо оснастить дополнительным оборудованием, включающим:

3. Атмосферные испарители-регазификаторы;

4. Заправочная колонка КПП.

Все оборудование станции контролируется и управляется автоматизированной системой управления. В случае размещения станции заправки отдельно от комплекса по сжижению, СПГ доставляется на станцию автомобильными криогенными цистернами.

Основным преимуществом является то, что станцию заправки СПГ можно установить в любом месте. И доставлять к ней СПГ автомобильными криоцистернами. Малые габариты СПГ станции позволят разместить ее непосредственно на территории транспортного предприятия.

## 5. Расчет экономической эффективности применения оборудования СПГ

Раздел находится в стадии разработки. Производятся окончательные расчеты.

## 6. Заключение

Таким образом, применение установки СПГ на ГРС Ленского ЛПУ МГ и использование его в качестве топлива для собственного транспорта позволит существенно сократить затраты на приобретение жидких моторных топлив и уменьшить зависимость от поставщиков. Кроме того, Общество получит неоценимый опыт использования СПГ для дальнейшего применения в собственных проектах.

## **СЕКЦИЯ 3**

### **ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ**

## НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ЛАЗЕРНОЙ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ (ЛДС) ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДА

Анопов Д.Е.

*Инженер, ИТЦ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Работа комплекса «ЛДС» («Лазерная диагностическая система») основана на методе свободных колебаний далее (МСК), который определен в ГОСТ 23829-85 как «метод акустического неразрушающего контроля, основанный на возбуждении свободно затухающих упругих колебаний в контролируемом объекте или его части и анализе параметров этих колебаний» [1]. Различают интегральный и локальный варианты МСК. В первом используется колебания контролируемого объекта как единого целого, во втором (локальном) – только его части.

Наиболее распространенное применение метода свободных колебаний – это контроль качества керамической или стеклянной посуды по звуку, который она издает при ударе.

Комплекс применяется с целью определения наличия дефектов в объектах контроля и их локализации. После установки и настройки дальнейшая работа лазерного комплекса «ЛДС» (рис.1) проходит в автоматическом режиме, что исключает влияние субъективного фактора на получение результатов неразрушающего контроля.

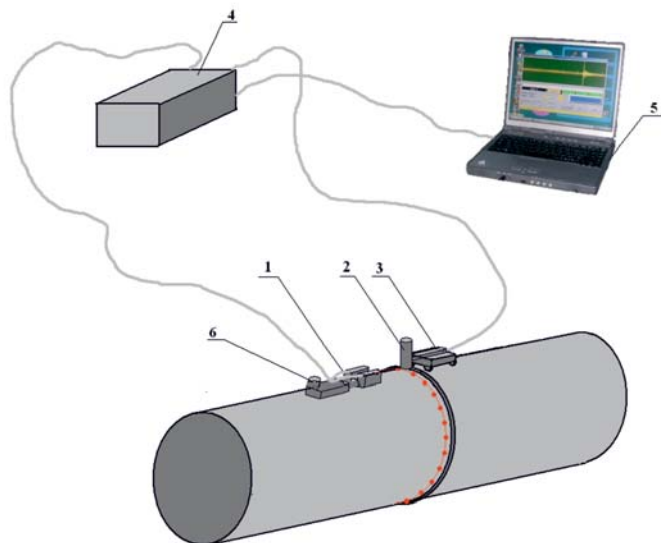


Рис. 1. Внешний вид ЛДС

1 – двухканальный лазерный преобразователь; 2 – электромагнитный ударник; 3 – кроулер; 4 – электронный блок питания и управления; 5 – компьютер; 6 – юстировочный винт

По команде компьютера 5 кроулер 3 с закрепленным на нем электромагнитным ударником 2 начинает перемещаться по поверхности объекта контроля с шагом 10 мм. При каждой остановке электромагнитный ударник 2 по команде с компьютера 5 производит ударное возбуждение контролируемой зоны сварного стыка. Ударное возбуждение выполняется 6 раз с интервалом 1,5 секунды с целью повышения достоверности получаемой информации и обработки её статистическими методами.

Свободно затухающие упругие колебания регистрируются двухканальным лазерным преобразователем, который при работе остается на одном и том же месте 1. Усилитель сигнала фотоприёмника преобразует амплитудно-модулированный сигнал лазера в электрический сигнал, который поступает в электронный блок питания и управления 4 для фильтрации и далее – в компьютер 5.

В компьютере 5 аналоговый сигнал двухканального лазерного преобразователя 1 оцифровывается, и в цифровой форме сохраняется вся информация, полученная при проведении контроля.

Сохранённая информация обрабатывается с помощью специальной программы. Проведённый компьютерный анализ позволяет выявить имеющиеся в сварном шве и околошовной зоне несплошности и их местоположение.

Результаты контроля отображаются компьютером на мониторе в виде круговой диаграммы – поперечного сечения трубы по сварному шву с указанием местоположения несплошностей в виде выбросов (рис.2). Местоположение выбросов на диаграмме соответствуют реальному положению несплошностей в объекте контроля. Форма представления расположения несплошностей на диаграмме – сечении трубы – планарная: без определения глубины расположения несплошности [2].

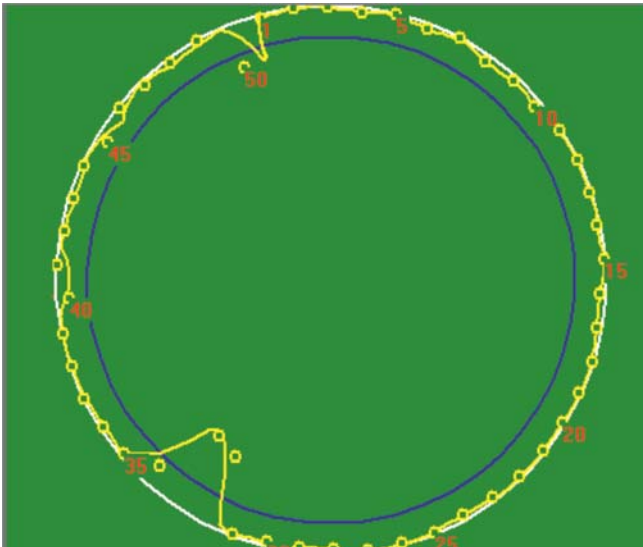


Рис. 2. Диаграмма результата контроля

Важнейшим свойством используемого метода и его конкретной аппаратно-программной реализации является его чувствительность к любым видам структурных изменений в материале объекта, проявляющихся в виде несплошностей, при их произвольной ориентации.

$\lambda$  лазерного излучения = 630 Нм.

Метод свободных колебаний относится к индикаторным (не измерительным) методам неразрушающего контроля. Он не позволяет определять глубину и ширину поверхностных дефектов, размеры подповерхностных дефектов и глубину их залегания.

В отличие от других систем, использующих МСК, данная система оказывает минимальное механическое воздействие на объект контроля, что позволяет получить не искаженный спектр колебаний. Минимальное воздействие достигается за счет:

- использования электромагнитного ударника, который взаимодействует с объектом в течение очень короткого времени;
- использования специализированных датчиков для снятия информации, которые не оказывают воздействия на объект.

Применяемые датчики обладают высокой чувствительностью и стабильной амплитудно-частотной характеристикой.

В данной системе используются уникальный математический аппарат, который позволяет анализировать спектр колебаний и изменение этого спектра в течение времени.

Преимущества ЛДС перед оборудованием ультразвукового контроля и рентгеновского контроля:

1. Снижение затрат на подготовку поверхностей контролируемого изделия, отсутствуют расходные материалы, снижение времени на выдачу результатов контроля.

2. Автоматическая обработка и выдача результатов контроля.

3. Обладает более высоким порядком точности обнаружения дефектов, по статистическим данным томских ученых НИИ Интроскопии ТПУ, УЗК выявляет 70–72 % дефектов, РК 66 %, МСК по промышленным испытаниям до 90 %.

4. Прибор позволяет:

- передавать на центральный сервер всю необходимую информацию по проведению контроля, по средствам точки доступа Wi-Fi;
- контролировать с центрального сервера работу комплекса на различных периферийных объектах;
- создавать центральную автоматизированную базу данных по всем контролируемым на местах изделиям.

5. Отсутствует отрицательное воздействие на людей.

Комплекс «ЛДС» предназначен для проведения контроля сварных соединений и около шовных зон.

Комплекс может применяться на объектах:

1. Нефтяной и газовой промышленности.
2. Котлонадзора.



3. Взрывопожароопасных производств.
4. Железнодорожного транспорта.
5. Судостроения.
6. Машиностроения и металлообработки.

Комплекс «ЛДС» проходил промышленные испытания, которые проводились на объектах ООО «Томскнефтехим», также имеется протокол промышленных испытаний от 17.11.2006 г., утвержденный главным инженером ООО «Томскнефтехим» Горностаевым В.В.

Комплекс:

1. Зарегистрирован в системе добровольной сертификации средств неразрушающего контроля под № РОСС RU.КО15.04.ИП00 от 25.02.2000 г., сертификат соответствия № 084.

2. Имеет:

- свидетельство об аттестации в системе экспертизы и аккредитации промышленной безопасности под № 013014;
- свидетельство об аттестации методики в единой системе оценки соответствия на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, под № 0440002;
- свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ, под № 2007611544, заявка № 2007610587;
- отзыв по результатам сертификационных испытаний от ОАО «НПЦ «Полус» № 12/28 от 26.04.2010 г., подписанный Генеральным директором ОАО «НПЦ «Полус» В.Н. Гладущенко;
- отзыв по результатам сертификационных испытаний от Российского общества по неразрушающему контролю и технической диагностики (РОНКТД), № 20-р/250 от 22.04.2010 г.;
- рекомендательное письмо от ОАО ЦТД «Диаскан» Вице-президенту ОАО «АК «Транснефть» П.А. Ревель-Мурозу, подписанное Генеральным директором ОАО ЦТД «Диаскан» Р.В. Васильевым, № 41-15/3086, от 11.02.2010 г.

Испытания показали, что проведённый ультразвуковой контроль сварных стыков труб в ряде случаев не позволил выявить ряд трещин в швах, обнаруженных позднее только комплексом «ЛДС». Последующий повторный ультразвуковой контроль в местах расположения трещин, обнаруженных комплексом «ЛДС», в ряде случаев позволил зафиксировать только слабый отражённый импульс, «пропущенный» дефектоскопистом при первом контроле, а ещё в ряде случаев – результата не дал. Анализ полученных результатов позволил сделать вывод о наличии в указанных местах сварного шва трещин, ориентированных таким образом, что отражённый ультразвуковой луч по законам геометрической оптики при любых возможных положениях пьезопреобразователя на поверхности трубы проходил мимо него.

Кроме комплекса «ЛДС» существует лазерный комплекс «ПСК» (поисковые системы контроля), в котором также используется метод свободных колебаний, но с другим программным обеспечением и несколько другой методикой контроля, который целесообразно применять для диагностирования объектов сложной формы (запорная форма и т. п.).

Из выше изложенного следует вывод, что комплексы по результатам промышленных испытаний показали:

1. более высокие результаты обнаружения и локализации дефектов до 90 %, чем ультразвуковой и рентгеногаммаграфический контроль;
2. увеличивают производительность труда в 2 раза;
3. позволяют исключить «человеческий фактор», производя обработку информации в автоматическом режиме;
4. не наносят вреда окружающей среде;
5. не требуют операции подготовки поверхностей изделий перед проведением контроля;
6. не оказывают отрицательное влияние на людей.

Мое предложение заключается в том, что для получения более полного представления о целесообразности использования данных комплексов, необходимо:

1. Провести испытания данных комплексов на базе «Инженерно-технического центра», на образцах труб и трубопроводной арматуры разного диаметра.
2. Провести неразрушающий контроль рентгеногаммаграфическим и ультразвуковым методом специалистами «Центра диагностики», тех же образцов.
3. Сравнить результаты контроля, полученные нашими специалистами и результаты разработчиков данных комплексов.
4. Сделать выводы о дальнейшем использовании данных комплексов для обнаружения и локализации дефектов на линейной части и трубопроводной арматуре на объектах ООО «Газпром трансгаз Томск».

### **Литература**

1. ГОСТ 23829-85
2. Руководство по эксплуатации комплекса ЛДС-5.

## **ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СВАРОЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НА ГЛУБИНАХ ДО 30 МЕТРОВ**

**Гарбуз К.Н.**

*Ведущий инженер ОГС, ООО «Газпром трансгаз Югорск»*

В настоящее время основным методом восстановления прочности и герметичности подводного перехода трубопровода в ходе капитального ремонта является, так называемая «переукладка» трубопровода, заключающаяся в подъеме дефектного участка на палубу специализированного судна или лед и производство работ с применением «сухопутных» технологий.

Реализация такого вида ремонта связана с большим объемом земляных работ на дне водоема. Напряжения, возникающие в трубах и сварных соединениях при подъеме на поверхность, вызывают увеличение критических параметров уже имеющихся дефектов и могут вызвать образование новых дефектов. Подъем трубопровода при ремонте с глубины более шести метров является технически сложной и дорогостоящей задачей. Стоимость осуществления такого ремонта сопоставима со стоимостью прокладки новой нитки подводного перехода.

Одним из перспективных путей осуществления ремонта подводных переходов является разработка методов ремонта трубопроводов с применением сварочных технологий, адаптированных к подводным условиям. Внедрение таких методов позволяет значительно сократить общее время проведения ремонтных работ и объем работ по восстановлению подводного перехода, что приводит к значительной экономии средств при проведении ремонта.

В ООО «Газпром трансгаз Югорск» была разработана технология ремонта дефектов подводных переходов магистральных газопроводов с применением гипербарической сварки, совмещенной с установкой подводной муфты.

Для выполнения гипербарической сварки был разработан, спроектирован, изготовлен и применен специальный открытый полукессон. Малые размеры кессона и его конструкция позволяют минимизировать объемы земляных работ и трудозатрат на его установку. Работы по подготовке поверхности трубы к ремонту, сварочные работы и работы по дефектоскопии в кессоне проводятся в сухой среде за счет вытеснения воды из полости кессона. В кессоне установлены система вентиляции и оборудование для проведения подогрева зоны сварки, а также во время сварки обеспечивается подача защитного газа в кессон, что позволяет повысить безопасность проведения работ и качество сварного шва.



После выполнения ремонта сваркой дефектов труб и дефектоскопии отремонтированных мест на трубу устанавливается специальная подводная стягивающаяся муфта.



Технология подводной сварки в кессоне была успешно применена в 2006 году, при проведении текущего ремонта подводного перехода МГ Ямбург-Елец 2 через реку Обь. Сваркой отремонтировано шесть дефектов на трех трубах подводного перехода, с последующей установкой муфт.



Проделанная работа стала частным случаем и примером решения восстановления работоспособности подводного перехода с наименьшими затратами по времени и стоимости работ по сравнению с заменой подводного перехода в целом. Учитывая важность этого направления ремонта, в 2007 году было принято решение о проведении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по расширению критериев ремонтпригодности подводных участков газопроводов и переносу сварочных технологий для подземной части магистральных газопроводов на ремонт подводных переходов МГ. При этом было решено не ограничиваться только наплавкой дефектных мест. Рассматривалось применение технологии ремонта как вставкой катушки, так и установкой сварной муфты.

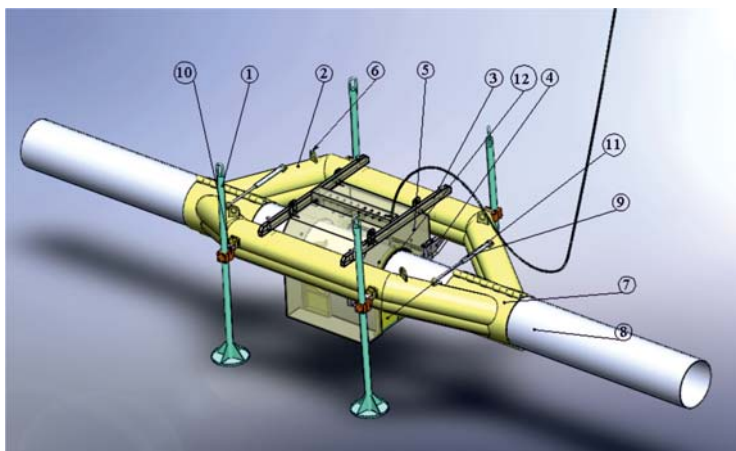
В результате проделанной работы, в 2010 году ООО «Газпром трансгаз Югорск» по программе НИОКР ОАО «Газпром» были завершены работы по переносу наземных способов ремонта газопроводов сваркой под воду, включая замену катушки.

Разработанное оборудование входит в состав специализированного подводного комплекса СПК-1220-001-2009 и включает в себя:

1. Кессон, предназначенный для создания безопасной среды для проведения сварки;
2. Установочную раму, предназначенную для жесткой фиксации участка газопровода;
3. Сварочное и вспомогательное оборудование (источники сварочного тока, центраторы, устройства размагничивания мест сварки, установки подогрева мест сварки);
4. Системы газоснабжения, электроснабжения, видеонаблюдения, освещения, жизнеобеспечения водолазов и другие вспомогательные системы.



Специализированный подводный комплекс предназначен для проведения сварочных работ методом гипербарической сварки в среде инертных газов на подводных переходах магистральных газопроводов, диаметром 1020 мм и 1220 мм.



1. Опора; 2. Установочная рама; 3. Опорная балка; 4. Откидной упор; 5. Корпус кессона;  
6. Грузовая проушина; 7. Трубный захват; 8. Трубопровод; 9. Гидронатяжитель; 10. Крепеж  
опорной балки; 11. Герметизирующие створки; 12. Пневматическое уплотнение

Основными технологическими операциями при замене «катушки» с использованием СПК являются:

1. Монтаж «установочной рамы» и кессона на ремонтируемый участок;
2. Вытеснение воды из кессона;
3. Вырезка (демонтаж) дефектного участка;
4. Монтаж новой катушки:
  - 4.1. Подгонка;
  - 4.2. Центрирование;
  - 4.3. Предварительный подогрев;
  - 4.4. Размагничивание;
  - 4.5. Сварка;
  - 4.6. Контроль качества;
  - 4.7. Изоляция;
5. Заполнение кессона водой;
6. Демонтаж кессона и «установочной рамы».

Проведенные в 2009 году натурные испытания, опытных образцов оборудования для ремонта дефектных участков подводных переходов магистральных газопроводов подтверждают, что специализированный подводный комплекс для сварки магистральных газопроводов позволяет обеспечить условия для проведения внутри кессона в среде инертных газов сварочных работ, работ по контролю качества и монтажных работ с требуемым перепадом давления, между давлением внутри

кессона и наружным давлением воды, на глубине осуществления работ по ремонту газопровода.

По результатам испытаний комплекса в которых принимали участие специалисты ООО «Газпром трансгаз Югорск», ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Спецподводремонт», разработаны и введены в действие две части СТО ООО «Газпром трансгаз Югорск» «Технология ремонта подводных переходов газопроводов», а именно:

- Часть 1. Способы монтажа, сварочное оборудование, материалы»
- Часть 2. Сварочные работы».

Таким образом, на сегодняшний момент в ООО «Газпром трансгаз Югорск» создана нормативная база, которая позволяет выполнять с привлечением специализированных организаций подводно-технических работ, следующие виды ремонта:

1. Ремонт ручной дуговой сваркой (наплавкой) в кессоне с установкой подводной муфты:

- поверхностных несквозных дефектов труб и сварных швов;
- поверхностных несквозных дефектов КРН;
- внутренних несквозных дефектов кольцевых и продольных сварных швов.

2. Ремонт ручной дуговой и механизированной сваркой (наплавкой, заваркой), вваркой заплат, методом замены (вварка прямой вставки – катушки), сварными стальными муфтами в кессонах:

- сваркой (наплавкой, заваркой) несквозных дефектов труб и сварных соединений, внутренних несквозных дефектов кольцевых и продольных сварных швов, сквозных дефектов (трещин) кольцевых и продольных сварных швов;
- вваркой заплат несквозных и сквозных дефектов труб и сварных соединений;
- сварными стальными муфтами несквозных и сквозных дефектов металла труб и сварных соединений;
- методом замены (вварка прямой вставки – катушки) несквозных и сквозных дефектов металла труб и сварных соединений.
- комбинации вышеперечисленных способов ремонта.

Результаты работы могут быть использованы при капитальном ремонте подводных переходов магистральных трубопроводов ОАО «Газпром».

Экономическая эффективность от проведения данной работы обусловлена снижением затрат на вывод трубопровода из эксплуатации и уменьшением материальных и трудовых затрат при проведении ремонтных работ на подводных переходах магистральных трубопроводов.



## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

Глухенький Р.Е.

*Мастер ЛЭС, Приморское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Эксплуатационная надежность магистральных газопроводов в значительной степени определяется надежной работой трубопроводной арматуры (далее ТПА). Отказы в работе ТПА на линейной части магистральных газопроводов (далее ЛЧМГ) могут привести к нарушению режима транспорта газа, авариям и значительным экологическим последствиям. Оценка технического состояния трубопроводной арматуры, определение ее остаточного ресурса, принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации или проведения своевременного ремонта являются важными задачами эксплуатационных организаций.

В настоящее время в эксплуатации на линейной части магистрального газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», газопровод-отвод ГРС-1 г. Владивосток находятся запорные шаровые краны (Ду 50 – 1200 мм, Ру – до 10,0 МПа) отечественного и импортного производства. Из отечественных производителей запорно-регулирующей арматуры (далее ЗРА) следует выделить ОАО «Тяжпромарматура», АО «Волгограднефтемаш», ОАО «Пензатяжпромарматура», из импортных – СП «Моквелд Маркетинг». Проведение диагностики ТПА с применением новых методов и организация сервисного обслуживания являются одними из основных направлений деятельности производственной службы эксплуатирующей организации.

Диагностика ТПА в основном осуществляется традиционными методами, включающими:

- визуальный осмотр запорной арматуры;
- манометрический метод контроля герметичности ЗРА (расчет протечки через ЗРА по росту давления газа на участке газопровода за арматурой);
- акустический метод;
- контроль состояния металла и сварных швов корпусных деталей.

Приборный неразрушающий контроль предусматривает применение не менее двух неразрушающих методов, один из которых предназначен для обнаружения поверхностных дефектов, а другой – для выявления внутренних дефектов с обязательным определением физико-механических характеристик и толщины.

Выбор методов осуществляется исходя из необходимости выявления и определения следующих видов дефектов арматуры:

- для обнаружения поверхностных дефектов корпуса и сварных швов – капиллярная или магнитопорошковая, ультразвуковая и вихретоковая дефектоскопия;
- для выявления внутренних дефектов корпуса и сварных швов – ультразвуковая и феррозондовая дефектоскопия;
- для установления фактической толщины патрубков и наличия износа в местах наибольшего коррозионно-эрозионного воздействия на корпус – ультразвуковая толщинометрия;



- для определения физико-механических характеристик металла корпуса и патрубков – измерение твердости.

В настоящее время разработаны и начинают применяться новые современные методы диагностики запорно-регулирующей арматуры, установленной на линейной части магистральных газопроводов. ЗАО «Юггазсервис», разработала новую технологию диагностики «Микроимпульс», позволяющая определять основной параметр технического состояния ТПА – герметичность. Данная технология обеспечивает определение объемных показателей протечек газа через уплотнения, что позволяет контролировать результаты наполнения уплотнений специальной пастой в процессе полевого ремонта арматуры.

Метод диагностики «Микроимпульс» основан на теории механических вынужденных колебаний и позволяет с высокой точностью устанавливать временные, частотные и спектральные характеристики шумов в деталях крана, их пространственное расположение и интенсивность, что при наличии системы анализа позволяет определять состояние объекта, его неисправности и дефекты.

Технология «Микроимпульс» основана на воздействии на измеряемый объект микромощными импульсами, записи отклика и последующих фильтрации, расшифровке и анализе полученных данных. Специально разработанные калиброванные импульсы позволяют эффективно воздействовать на измеряемые объекты (краны) в широком диапазоне их конструкционных размеров и схем монтажа независимо от физического расположения крана. Особо следует отметить применимость метода при контроле кранов, которые еще не смонтированы в газопровод, т. е. метод может применяться для входного контроля продукции.

При проведении диагностических обследований данный метод позволяет выявлять следующие типы дефектов ТПА:

- недозакрытие либо недооткрытие арматуры;

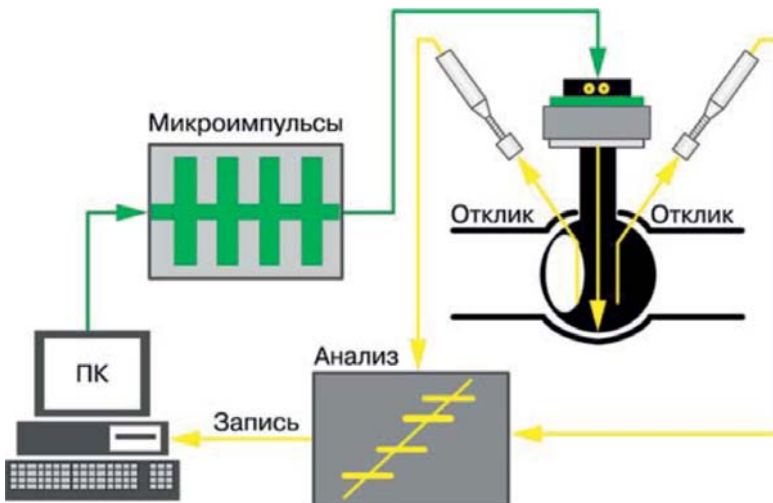


Рис. 1. Блок-схема работы диагностического комплекса «Микроимпульс»

- трещины в седлах уплотнения шара крана и вала шпинделя колонны.

Дефекты вызывают микропротечки рабочей среды, приводящие к постоянному и прогрессирующему эрозионному износу уплотнения запорной арматуры. Оперативное обнаружение и устранение микропротечки позволяют многократно продлить срок службы запорной арматуры. Технология позволяет определить, в каком именно уплотнении элементов крана (первое или второе седло шара либо вал шпинделя колонны) расположена трещина, и локализовать ее примерное местоположение в данном уплотнении. На рис. 1 приведена блок-схема работы диагностического комплекса «Микроимпульс». Диагностический комплекс использует в своей работе фактически две технологии – «Виброрезонанс» и «Микроимпульс».

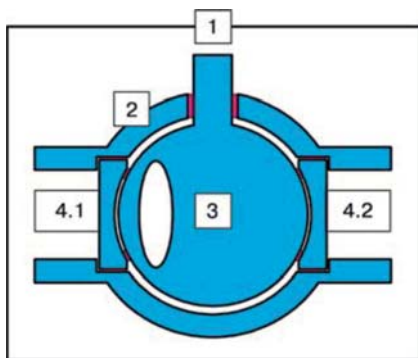


Рис. 2. Кинематическая схема шарового крана:  
1 – кран в сборе;  
2 – корпус крана;  
3 – шар;  
4.1 и 4.2 – седла крана

Особенность данных технологий такова, что для диагностики каждого из объектов газотранспортной системы можно применять оба метода, что позволяет дополнительно подтверждать достоверность измерений. В основе вычислений по указанным технологиям лежит множество математических моделей, которые позволяют прогнозировать нормальную физическую реакцию объектов исследования, что дает возможность получать представление о разнообразных отклонениях этих объектов от нормы, т. е. судить о наличии дефектов. Данные методы устанавливают наличие или отсутствие собственных колебаний элементов (составных частей) исследуемого объекта, в данном случае – ТПА.

Из классической теории механики и акустики известно, что каждое тело имеет собственные частоты колебаний, обусловленные геометрическими характеристиками тела, массой, упругостью, прочностью тела и т. п. Механическое воздействие на тело в виде ударов или раскачиваний в виде гармонических или негармонических колебаний будет приводить к появлению реакции тела с возникновением собственных колебаний на собственной частоте (частотах) колебаний тела. Таким образом, зная ряд собственных частот колебаний тела и проанализировав ряд частот колебаний, можно говорить о наличии или отсутствии колебаний конкретного тела в рамках системы. На основе данной теории реализуются методы диагностики ЗРА «Виброрезонанс» и «Микроимпульс». Поскольку реальная шумовая обстановка отличается от идеальной, при записи сигналов присутствует шум посторонних

источников (промышленные помехи). При записи фонограммы, предназначенной для анализа, необходимо выполнить ряд условий:

- в рабочем диапазоне частот уровень шумовых составляющих не должен превышать уровень отклика (реакции) исследуемых объектов;
- шум за пределами рабочего диапазона частот не должен создавать гармоники и субгармоники в рабочем диапазоне частот с уровнем большим, чем уровень отклика (реакции) исследуемых объектов. Для выполнения этих условий аппаратура активного воздействия и анализа должна иметь:
- достаточную мощность генерации белого шума;
- достаточный частотный диапазон для записи всего спектра откликов;
- достаточный динамический диапазон для ухода от уровня промышленных помех. Указанным требованиям в полной мере будет удовлетворять аппаратура, работающая на уровнях на 20–40 дБ выше, чем уровень промышленных помех, имеющая полосу частот как минимум на две октавы шире, чем исследуемый диапазон частот, и динамический диапазон, превышающий на 40–100 дБ исследуемые уровни сигналов во всем диапазоне частот.

Достоинство данного метода – возможность контроля технического состояния запорной арматуры как в открытом, так и в закрытом положении (при наличии или отсутствии перепада давления).

Данная методика и технология диагностики ЗРА с успехом применяются на газотранспортных объектах отрасли.

Для измерения сигнала используются специализированные датчики для работы в полевых условиях. Регистрация и оцифровка сигнала происходят при помощи аналого-цифрового преобразователя (АЦП) на специальных записывающих устройствах. Обработку и анализ оцифрованного сигнала, а также создание отчетных материалов проводят на мобильных персональных компьютерах при помощи специализированного программного обеспечения. Результаты проведенной диагностики сохраняются в специальной базе данных, содержащей информацию о следующем:

- месте проведенного обследования (предприятие, подразделение, служба, трубопровод, крановая площадка, кран);
- режиме работы трубопровода (положение крана, рабочее давление, расход);
- обслуживании крана (регулировка положения затвора, набивка уплотнений шпинделя, первого и второго седла, марка и тип использованной уплотнительной пасты);
- рабочих параметрах и настройке аппаратуры, использованных при проведении записи.

Анализ записи результатов диагностики основан на сравнении двух массивов данных. Первый представляет собой рассчитанные отклики математической модели крана, созданной в программе моделирования по чертежам завода-изготовителя (частотная модель, наиболее точный метод), либо модели, основанной на соотношениях масс элементов крана заданного условного диаметра (массовая модель – применяется при отсутствии точных чертежей обследуемого крана). Сохраненные в базе данных записи могут в любой момент быть представлены в электронном и

печатном виде с графиками зарегистрированных сигналов, поясняющими комментариями и техническим заключением.

Метод диагностики «Микроимпульс» успешно прошел испытания на испытательном стенде ИТЦ «Саратоворгдиагностика» ДООАО «Оргэнергогаз» весной 2008 г. В присутствии постоянно действующей комиссии ОАО «Газпром» по испытаниям ЗРА и рекомендован к применению при работе на объектах отрасли.

Надежность эксплуатации газотранспортной системы (ГТС) напрямую зависит от качества выполняемых работ по техническому диагностированию (ТД), в объеме которых предусмотрено выполнение расчетно-аналитических процедур оценки и прогнозирования технического состояния. Итог ТД в большой мере зависит от полноты и качества анализа полученных при обследовании результатов. Что, в свою очередь, зависит от наличия соответствующих нормативных документов, методик оценки и прочих материалов, которые позволяют максимально оценить отрицательное влияние всех выявленных дефектов. Разработано много соответствующей нормативной документации, однако факты аварий и отказов на МГ, при условии существенных объемов выполненных работ по ТД, все же могут свидетельствовать о наличии проблем именно в части оценки отрицательного влияния некоторых типов дефектов.

### Литература

1. Пашин С.Т., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов без остановки транспорта газа. – М.: ООО «Газпромэкспо», 2010. – 236 с.
2. Аксютин О.Е. Повышение надежности функционирования газотранспортной системы ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2010. – № 3. – С. 22–25.
3. Дедешко В.Н., Салюков В.В. Развитие системы диагностического обслуживания МГ // Газовая промышленность. – 2005. – № 8. – С. 15–18.
4. Митрохин М.Ю. Новые подходы к планированию ремонта и диагностики магистральных трубопроводов. Обзор. информ. Сер.: Транспорт и хранение газа.– М.: ООО ИРЦ «Газпром», 1999. – С. 42–58.
5. Ельников В.В., Алексеев В.И., Деянова Е.В. Обеспечение надежности функционирования линейной части МГ// Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 12–14.
6. Салюков В.В., Волошин А.М., Коршунов Д.В. Совершенствование диагностики трубопроводной арматуры// Газовая промышленность. – 2011. – № 112. – С. 11–13.

## ОРГАНИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ МГ

**Гончаров А.С.**

*Начальник участка технологической связи, Александровское ЛПУМГ,  
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Стратегия развития ООО «Газпром трансгаз Томск» направлена на модернизацию и внедрение новых технологий путем осуществления капитального ремонта и реконструкции объектов.

В связи с этим большое количество времени затрачивается на проведение контроля за выполнением работ подрядными организациями.

Для решения данной проблемы предлагаю автоматизировать данный процесс, путем внедрения программного обеспечения (далее ПО).

На российском рынке существует ряд программных продуктов, направленных на решение проблемы по автоматизации управления проектами (представлены в таблице ниже).

№ п/п	Наименование ПО	Возможности							
		Возможность планирования работы	Возможность загрузки работ со сметной документацией	Возможность представления контрольных точек	Возможность формирования сводки	Возможность осуществления контроля за МТР	Возможность нахождения проблемных мест	Возможность модернизации системы	Простота в работе
1	Microsoft Office Project	+	-	+	+	+	+	+	-
2	Spider Project Professional	+	-	+	-	+	+	-	-
3	Project Management	+	-	+	-	+	+	-	-
4	Turbo Project	+	+	+	+	+	+	+	+

Из рассмотренного программного обеспечения наиболее подходящей программой является для нас TurboProject, но данный продукт – просто приложение к MicrosoftOfficeProject и состоит из дополняющих его модулей.

### Необходимые модули для автоматизации процесса

**Модуль «Контрольные точки»** – система связывает между собой средствами согласования менеджеров на разных уровнях управления.

Основные возможности модуля:

- Консолидация разрозненных планов на разных уровнях управления в единый портфель проектов, где изменения подтверждаются через дополнительные согласования;
- Рабочий процесс для постановки ответственным задач и средства автоматической привязки спускаемых «сверху» заданий к локальным планам исполнителей;
- Автоматическое выявление расхождений утвержденного плана и его текущего состояния с предложением запустить процесс пересогласования. Все запросы на изменения подготавливаются автоматически;
- Рабочий процесс согласования, изменения сроков, бюджетов и ресурсов;
- Документирование всех изменений и последующая их привязка к плану проекта. Возможность легко восстановить «историю вопроса» в случае срыва срока или изменений бюджета по отдельному пункту проекта;
- Предварительный просмотр последствий изменений перед их окончательным утверждением, возможность выборочно отменить какие-либо запросы после предварительного просмотра;
- Рабочий процесс для автоматизированного подтверждения приемки результатов через назначенных ответственных;
- Рабочий процесс для информирования заинтересованных лиц о важных событиях и результатах хода процесса в проекте с возможностью строить исходящие связи. Эта функция особенно ценна для установления связей между планами смежников;

**Модуль «Интеграция со сметными системами»** – позволяет загрузить информацию о плане работ в MS Project практически из любой сметной программы, т. к. поддерживает принятый для сметных программ формат АРПС 1.10.

В отличие от упрощенных реализаций загрузки в MS Project, данный компонент имеет следующие преимущества:

- Независимость от конкретной сметной системы, что важно для холдинговых структур, где используется много сметных систем,
- Поддержка ресурсной оптимизации в MS Project. Данные из смет импортируются так, чтобы включить возможности MS Project для управления ресурсами.

**Модуль «Обменные формы»** – модуль дистанционного управления подрядчиками и исполнителями или «Обменные формы» служит для организации коммуникаций между группой планирования и администрирования проектов и внешними подрядчиками или исполнителями. Подрядчики и исполнители могут быть смоделированы как компании или подразделения выполняющие работы, или как отдельные ресурсы. Для обеспечения практически мгновенного охвата контролем даже

больших промышленных групп или проектных организаций система специально спроектирована так, чтобы кроме планировщиков, интерфейсом пользователя для всех остальных участников проекта выступал Microsoft Excel, что исключает необходимость дополнительного обучения, а также позволяет интегрироваться с текущими данными в MS Excel.

Дополнительная возможность модуля, это полное снятие ограничений на совместное редактирование проектов Microsoft Project. Коммуникационное решение на локальной версии Microsoft Project может охватывать тысячи исполнителей с незначительными платежами на лицензирование программы и без затрат на обучение.

Модуль поддерживает следующие функции:

- Конструктор форм запроса плановой и фактической информации с поддержкой отображения иерархической структуры работ, использование пользовательских полей по выбору, а также работа с диаграммами Ганта в Excel;
- Сбор не только фактической, но и плановой информации от исполнителей;
- Запрос на детализацию работ исполнителям;
- Отображение для отчетности и ввода повременных данных. Например, запрос на фактические трудозатраты (табель) или физические объемы по дням;
- Автоматическая разбивка запроса данных на отдельные формы по кураторам работ или по исполнителям;
- Робот автоматической рассылки сгенерированных форм Excel с запросами данных к исполнителям и автоматическое извлечение полученных обратно заполненных форм для пакетного импорта в проект.

При использовании MS Project с дополнительными модулями TurboProject мы можем полностью автоматизировать процесс «Организации капитального ремонта и реконструкции в период эксплуатации МГ».

В практическом применении, на проекте реконструкции «КС Вертикос» в частности разделов технологической связи (ТС), данное ПО помогло разгрузить работу по контролю за работами подрядных фирм, а также представляет общую картину по завершённости разделов, касающихся технологической связи. В виду того, что в наличии не было многих из дополнительных модулей, процесс подготовки занял много времени, но в дальнейшем упростил работу, в частности по вопросам контроля наличия МТР, необходимых для реализации разделов ТС, планирования контрольных точек и ведения учета фактического выполнения работ и документированного завершения.

При полностью построенной системе автоматизации процесса «Организация капитального ремонта и реконструкции объектов в период эксплуатации МГ», мы сможем автоматизировать и свести в единую систему все подпроцессы, что позволит видеть реальное состояние завершенности объекта, проблемные места, планировать финансирование проекта, повысить качество выполнения работ и уменьшить время отвлеченности от прямых обязанностей работников Общества.

В связи с увеличением объемов выполняемых проектов по реконструкции и капитальному ремонту в ООО «Газпром трансгаз Томск» предлагаю создать группу проектного управления задачами которого будет:

1. Внесение первичных данных проекта;

2. Организация процесса ввода фактических показателей этапов строительства;
3. Сбор и ввод планов работ подрядчиков;
4. Предоставление отчетностей по ходу выполнения проекта вышестоящему руководству;
5. Внесение корректировок по проекту;

Пользователями результатов продукта будут все участники, заинтересованные в осуществлении проекта.

Процедура ввода фактических показателей будет осуществляться при помощи модуля «обменных форм», то есть группа проектного управления рассылает запрос подрядным фирмам выполняющим проект о выполнении планов и их объемах. После заполнения данного запроса подрядные фирмы отправляет его обратно, получив данные они переносятся автоматически в программу и формируют сводную таблицу выполнения объемов по проекту.

Имея планы и объемы планируемые выполнить подрядными фирмами мы можем более точно планировать бюджет проекта на месяц, квартал, полугодие и год. Данные планы также будут выступать мотивационной составляющей подрядных фирм, так как какие они объемы запланировали и выполнили за расчетный период те и будут им оплачены.

Ввиду того что в ООО «Газпром трансгаз Томск» используется еще много корпоративных систем интеграция с ними потребует создания дополнительных модулей или же можно будет обойтись модулем «обменных форм» через который и будет вноситься большая часть информации.

### Литература

1. Сайт <http://turboproject.ru>
2. Сайт <http://www.icl.ru>
3. ISO 21500:2012 «Руководство по управлению проектами»
4. 10006:2003 «Системы менеджмента качества. Руководство по управлению качеством в проектах»



## **ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

**Дементьев В.Ю.**

*Специалист, Управление эксплуатации газопроводов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Электропривод запорно-регулирующей арматуры (задвижки, заслонки, клапаны и т. д.) магистральных нефтегазопроводов представляет собой технический комплекс, эффективное функционирование которого требует решения задач регулирования координат и логического управления состояниями устройства. При разработке методики исследования электропривода арматуры следует учитывать следующие положения:

1. Совокупность электропривода и запорной арматуры является функционально подчиненной подсистемой в АСУ ТП перекачки углеводородов. Анализ взаимосвязи системы и подсистемы должен выявить типовые эксплуатационные ситуации и нормировать определяющие показатели качества электропривода задвижки.

2. Исследование характеристик электропривода необходимо проводить в соответствии с целесообразностью функционирования самого электропривода. Основная цель – выбор оптимального технического решения, позволяющего получить наибольшую герметичность в затворе (либо наибольшее свободное проходное сечение) с наименьшими затратами. Для достижения цели необходимо определить необходимые состав и структуру электропривода, а также связи электропривода с внешней средой.

3. Построение электропривода арматуры возможно из различных по составу частей, что приводит к нескольким решениям задачи, в связи с чем необходимо установить количественную оценку альтернатив. Для этого необходимо установить наиболее оптимальное решение задачи, после чего определить допуски на эксплуатацию, возникающие при применении различных решений.

Основным требованием к электроприводу арматуры являются обеспечение безопасной эксплуатации при минимальных расходах на установку и эксплуатацию электропривода [1].

Обеспечение безопасности технологического процесса перекачки углеводородов возможно только при высокой надежности электропривода. В основном отказы происходят в устройстве управления электроприводом или по причине его неправильной настройки и эксплуатации.

Помимо конструктивного исполнения (взрывозащищенность, электробезопасность, надежность и пр.), безопасность эксплуатации должна быть подкреплена корректным функционированием электроприводов. Следует выделить три пункта, которые могут повысить безопасность эксплуатации за счет совершенствования системы управления электроприводом:

1. Наиболее тяжелые последствия аварии при эксплуатации нефтегазопровода возможны при его разгерметизации и последующем выходе углеводородов в окру-

жающую среду. Электропривод своим усилием может разгерметизировать корпус арматуры за счет развиваемого момента. Превышение момента возможно как из-за неправильной настройки устройства моментограничения оператором, так и сбоя в работе самого устройства. Необходимо обеспечить все меры (на конструктивном, программном и аппаратном уровне) для исключения развития электроприводом момента выше лимитирующего значения.

2. Устройство управления электроприводом должно корректно индигировать состояние механизма («Открыто», «Закрыто», «Открывается», «Закрывается», «Промежуточное положение»), а также наличие аварийных режимов работы самого электропривода. Некорректная индикация может ввести в заблуждение оператора и привести к принятию им неправильных решений.

3. В эксплуатации возможно возникновение ситуаций, когда необходимо обеспечить изменение состояния затвора, несмотря на наличие внешних факторов, способных нарушить работоспособность привода – температура окружающей среды, состояние источника электрической энергии, состояние двигателя и пр. Необходимо обеспечить формирование требуемого момента электропривода для создания усилия перемещения и уплотнения для большинства возможных эксплуатационных ситуаций.

Опыт эксплуатации магистральных нефтегазопроводов России показывает, что нестандартными эксплуатационными ситуациями, фиксируемыми как отказы электропривода, можно считать:

1. Пониженное напряжение и несимметрия фаз сети, ведущие к критическому снижению момента двигателя.

2. Низкие температуры, ведущие к выходу из строя элементов устройства управления, а также к примерзанию механических частей редуктора, штока и затвора арматуры.

3. Накопление посторонних предметов (мусор, глина и пр.) в затворе, ведущее к срабатыванию устройства ограничения момента в зоне крайнего положения с последующим остановом двигателя и отсутствием сигнала достижения конечного положения.

4. Отказ устройства управления.

Таким образом, учет требований обеспечения безопасности технологического процесса должен являться обязательным при проектировании электропривода.

Следует также отметить, что при современной реализации устройств управления на базе микропроцессоров также встает проблема надежности работы программного обеспечения, которое обеспечивает выполнение функций управления и коммуникаций.

При формировании требований к электроприводу арматуры следует учитывать, что электромагнитный момент двигателя должен быть достаточен для гарантированного получения герметичности уплотнения в затворе, а также гарантированного срыва затвора задвижки из уплотненного состояния. Срыв возможно производить однократной кратковременной подачей импульса момента, не допускающего перемещения штока по резьбе больше того расстояния, при котором происходит переход упругой деформации в пластическую. Развиваемый момент элек-

тропривода должен быть ограничен на уровне, предупреждающем поломку или деформацию арматуры и передавливание герметизаторов:

$$\begin{cases} M > M_{\text{ОТРЫВА}} \\ M < M_{\text{МАХ}} \end{cases}, \quad (1)$$

где  $M$  – момент на валу электропривода,

$M_{\text{ОТРЫВА}}$  – момент трогания из уплотненного состояния, обеспечивающий начало движения,

$M_{\text{МАХ}}$  – максимально допустимый момент на валу электропривода, не приводящий к ухудшению эксплуатационных свойств арматуры.

Погрешность регулирования по моменту и дискретность задания величины момента ограничения определяются паспортными данными на арматуру с одинаковым посадочным местом под электропривод. Разброс значений (для момента уплотнения) составляет от 20 до 100 % от максимального момента для электроприводов с единым типоразмером посадочного места. Согласно анализу паспортных данных на арматуру, дискретность задания и погрешность регулирования составляет порядка 1 %.

Развиваемая скорость вращения двигателя  $\omega$  должна быть достаточной для обеспечения заданного быстродействия срабатывания затвора. При подходе к крайнему нижнему положению скорость желательно снижать в целях предупреждения

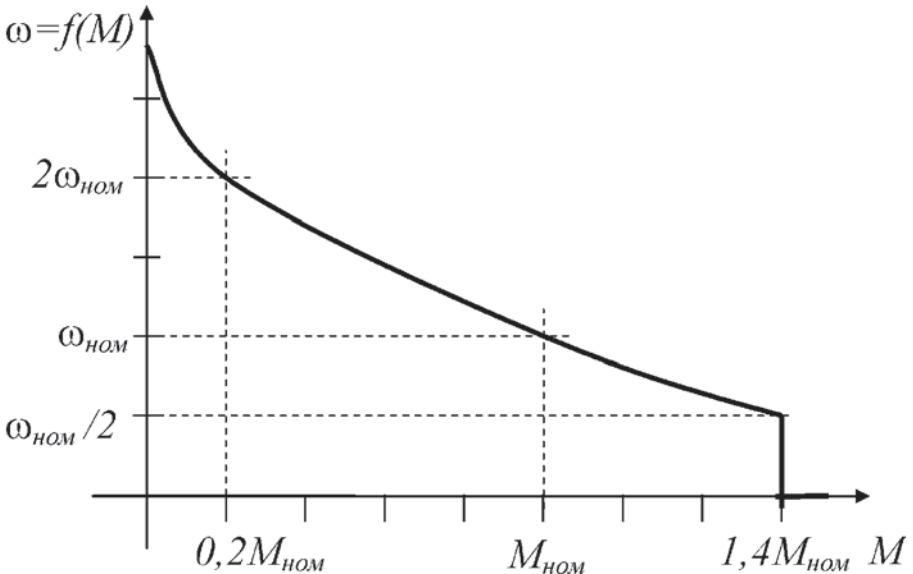


Рис. 1. Область существования механических характеристик электропривода задвижки. Здесь:  $M_{\text{НОМ}}$  – номинальный момент привода,  $\omega_{\text{НОМ}}$  – номинальная скорость.

гидравлического удара в трубе, кавитационного эффекта и передавливания уплотнительных поверхностей за счет энергии инерции двигателя, редуктора и штока. В целях сохранения редуктора необходимо выбирать зазор при пуске.

Максимальная скорость перекрытия ограничивается допустимой скоростью вращения механических частей электропривода, в частности подшипников двигателя и деталей редуктора, а также может быть ограничена требованиями технологического процесса.

Для обеспечения максимальной производительности в условиях ограниченной мощности двигателя необходимо управлять им по критерию «постоянная мощность», с учетом ограничений по максимальному моменту и скорости. Желаемая область существования механических характеристик «экскаваторного» типа представлена на рис. 1.

Специальных требований к переходным процессам по скорости и току в электроприводе задвижки не существует. Особенностью привода задвижки можно считать необходимость формирования в некоторых случаях импульса момента для преодоления сил трения покоя при пуске из уплотненного состояния. Время импульса должно стремиться к минимальному. Короткий импульс сформирует необходимое ударное усилие трогания, при этом изменение положения штока (следовательно и деформация) будет минимальным.

Привод арматуры считается энергетически эффективным, если за время выполнения технологического цикла перекрытия затвора он израсходовал минимально возможное количество энергии. Это можно обеспечить снижением времени выполнения цикла и/или снижением потребленной энергии. Для оценки энергетической эффективности за один цикл перемещения штока введем параметр циклового КПД [2,3]:

$$\eta_{ц} = \frac{W_{\text{мех}}}{W_1} = \frac{\int_0^{T_{ц}} P_{\text{мех}} dt}{\int_0^{T_{ц}} P_1 dt}, \quad (2)$$

где  $P_1$  – полная мощность, потребляемая из сети,

$P_{\text{мех}} = M \cdot \omega$  – механическая мощность на валу электропривода,

$\omega$  – скорость электропривода,

$W_{\text{мех}}$  – механическая энергия,

$W_1$  – энергия, потребленная из сети за цикл работы,

$T_{ц}$  – время цикла работы производственного механизма.

Особенностью электропривода запорной арматуры является то, что значительную часть цикла большинство электроприводов обрабатывает на холостом ходу, так как в середине цикла приходится преодолевать только момент сопротивления в соединении гайка-шток. Таким образом, основная мощность двигателя необходима для обеспечения трогания из уплотненного состояния механизма.

Для шиберных задвижек характерен высокий момент сопротивления на валу электропривода в близкой к положению «Закрыто» половине траектории. Всле-

дствие этого за время движения двигатель работает со значительной перегрузкой и сильно нагревается. Это приводит к снижению перегрузочной способности двигателя за счет роста сопротивления обмоток статора. Применение энергетически эффективного управления позволяет минимизировать потери в двигателе, снизить нагрев обмоток и тем самым увеличить производительность привода, выраженную в росте скорости перекрытия задвижки.

Одним из факторов, влияющих на производительность, является напряжение сети. Просадки и перекосы 3-х фазной сети заведомо ограничивают мощность, поступающую в двигатель, и его перегрузочную способность. В связи с важностью технологической операции, выполняемой электроприводом, необходимо обеспечить выполнение цикла при любой имеющейся возможности, то есть развитие максимальной возможной скорости при имеющемся моменте и входном напряжении. Увеличение скорости перекрытия приводит к необходимости работать в условиях, близких к режиму работы с постоянной мощностью на валу, с учетом ограничений на максимальную скорость и максимальный момент, а также перегрузочную характеристику двигателя в функции от напряжения питания, теплового состояния двигателя и скорости вращения.

Другой особенностью электропривода задвижки является то, что совершаемая работа конечна. Одним из возможных вариантов повышения энергетической эффективности является регулирование скорости перекрытия, влияющей на величину затрат энергии.

Задача управления электроприводом арматуры сводится к двум подзадачам:

1. Достигнуть максимального приближения к заданной скорости перекрытия (обеспечить максимальную производительность при перемещении), определяемой параметрами технологического процесса:

$$\begin{cases} \omega \rightarrow \max \\ \omega < \omega_{\text{ЗД}} \end{cases} \quad (3)$$

2. В случае достижения заданной скорости обеспечить максимальное значение циклового КПД:

$$\begin{cases} \eta \rightarrow \max \\ \omega \geq \omega_{\text{ЗД}} \end{cases} \quad (4)$$

При решении задачи должно предполагаться, что напряжение сети и момент нагрузки могут изменяться в следующих диапазонах:

$$U \in (U_{\text{MIN}} \dots U_{\text{MAX}}), M_C \in (M_{\text{MIN}} \dots M_{\text{MAX}}). \quad (5)$$

Здесь:  $U$  – напряжение сети;

$M_C$  – момент нагрузки;

$M_{\text{MIN}}, M_{\text{MAX}}$  – минимальный и максимальный момент нагрузки на валу электропривода;

$U_{\text{MIN}}, U_{\text{MAX}}$  – минимальное и максимальное напряжение сети;

$\omega_{ЗД}$  – заданная скорость вращения по условию технологического процесса.  
При решении задачи необходимо также обеспечивать:

$$M \geq M_{ОТРЫВА} \text{ при } \omega=0, M < M_{МАХ} \text{ при } \omega > 0. \quad (7)$$

Таким образом, обеспечение выполнения указанных условий, изложенных в статье, приводит к снижению затрат при эксплуатации запорно-регулирующей арматуры, повышению надежности ее функционирования и обеспечения безопасности транспорта углеводородов.

### Литература

1. Антропов А.А., Гарганеев А.Г., Каракулов А.С., Ланграф С.В., Черемисин В.Н. Интеллектуальные электроприводы ЗАО «ЭлеСи» для запорно-регулирующей арматуры //Сб. материалов 5 Конгресса нефтегазопромышленников России (8 -10 сентября 2004). Казань, 2004. С. 120 – 122.
2. Браславский И.Я., Плотников Ю.В. Математические модели для определения энергопотребления различными типами асинхронных электроприводов и примеры их использования // Труды 13 международной научно-технической конференции «Электроприводы переменного тока» ЭППТ – 05 (15—18 марта 2005). Екатеринбург. УГТУ-УПИ, 2005. С. 178.
3. Энергосберегающий асинхронный электропривод: Учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Браславский И.Я., Ишматов З.Ш., Поляков В.Н.; под ред. Браславского И.Я.– М.: Издательский центр «Академия»,2004. – 256 с.

## АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕХОДЕ ЧЕРЕЗ МАЛЫЕ РЕКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВЫХ ВСТАВОК (СПОСОБ «КРИВЫХ ВСТАВОК»)

Дякин Д.В.

*Инженер, Томское УАВР, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Тимохин Д.А.

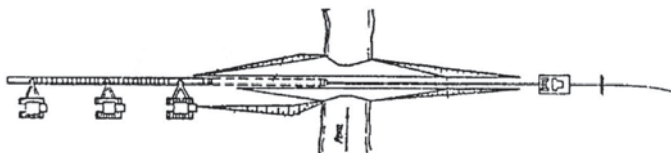
*Инженер, Томское УАВР, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Сегодня территория, на которой работает старейшее газотранспортное предприятие сибирского региона, простирается от Нижневартовска до Хабаровска. Общая протяженность магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск» в Сибири и Дальнем Востоке составляет более 9000 км. Данная газотранспортная система пересекает множество водных преград: большие и малые реки, ручьи, озера, пруды, болота.

На сегодняшний день состояние многих подводных переходов через малые водные преграды не соответствуют нормативно-техническим требованиям. Фактические отметки верха забалластированного газопровода от естественных отметок дна водной преграды менее 1 м, а в некоторых случаях имеет место размыва и оголения участков газопровода в русле реки.

В соответствии с нормативно-технической документацией, в зависимости от рельефа и разницы отметок русла и поймы, существуют несколько способов укладки газопровода на переходах через малые водные преграды:

- укладка газопровода способом протаскивания по дну разработанной траншеи с применением тягового механизма;



**Рис. 1. Укладка газопровода протаскиванием по дну разработанной траншеи**

- укладка газопровода способом наклонно-направленного бурения скважины под руслом реки.



**Рис. 2. Укладка газопровода способом наклонно-направленного бурения**

Широкое распространение у проектных организаций, при разработке проекта по восстановлению глубины залегания газопровода на переходах через малые водные преграды, получил способ укладки газопровода в траншею с применением тягового механизма. Длина заменяемого участка газопровода составляет, в зависимости от глубины и ширины русла водоема, от 150 м до 300 м. Вес одного погонного метра подготовленной плети газопровода к монтажу – 1,63 т.

В технологический процесс по укладке газопровода способом протаскивания по дну разработанной траншеи с применением тягового механизма входят:

- разработка траншеи с помощью канатно-скреперной установки в русловой части водоема;
- устройство и оборудование спусковой дорожки;
- подготовка плетей газопровода (сварка отдельных секций трубопровода в нитку, испытание, изоляция стыков, нанесение футеровки, монтаж утяжелителей);
- укладка газопровода на спусковую дорожку;
- проверка готовности подводной траншеи (промеры глубин и проверка отметок дна траншеи);
- установка и закрепление тяговых средств;
- приварка оголовка и прокладка тяговых тросов с закреплением их на оголовке;
- протаскивание всей нити газопровода или отдельных секций (плетей) со сваркой межсекционных стыков;
- контроль положения уложенного в соответствии с проектом газопровода.

Благодаря приобретенному опыту за годы выполнения работ по восстановлению глубины залегания газопровода специалистами Томского УАВР был разработан способ «кривых вставок» (рационализаторское предложение от 26.10.2010 № 0600–360).

Способ «кривых вставок» не описан в научно-технической литературе и до разработки рационализаторского предложения (№ 0600-360 от 26.10.2010) не применялся проектными организациями при разработке проектов по восстановлению глубины залегания газопровода.

Данный способ применяется в случаях, если:

- отсутствует возможность восстановления глубины залегания газопровода отсыпкой русла водоема гравием (щебнем);
- отсутствует возможность восстановления глубины залегания газопровода с помощью габионных конструкций;
- необходима замена дефектного участка газопровода.

Разработка альтернативного способа по восстановлению глубины залегания газопровода через водные преграды (способ «кривых вставок») позволяет уменьшить протяженность заменяемого участка газопровода по сравнению с традиционными проектными решениями, при этом соблюдаются все существующие требования нормативно-технической документации, а также позволяет обойтись без применения дорогостоящего оборудования (канатно-скреперная установка, тяговая лебедка).



Особенностью данного способа является применение в русловой части криволинейной плети («П» образная конструкция), состоящая из 4 гнутых отводов и нескольких прямолинейных участков.



Рис. 3. Укладка газопровода методом «кривых вставок»

В технологический процесс по укладке газопровода способом «кривых вставок» входят:

- разработка траншеи с помощью экскаватора в русловой и пойменной части;
- сварка отдельных секций газопровода и гнутых отводов в «П» образную конструкцию;
- подготовка сваренной плетей газопровода (изоляция стыков, нанесение футеровки, монтаж утяжелителей);
- проверка готовности подводной траншеи (промеры глубин и проверка отметок дна траншеи);
- укладка газопровода с помощью кранов-трубоукладчиков в разработанную траншею;
- контроль положения уложенного в соответствии с проектом трубопровода;
- испытание газопровода.

Применение гнутых отводов в «П» образной конструкции позволяет уменьшить протяженность заменяемого участка газопровода, а также обеспечить дополнительную пространственную жесткость, тем самым исключить всплытие или вспучивание газопровода в процессе его эксплуатации.

Для аргументирования целесообразности применения нового способа был проведен сравнительный анализ. В ходе анализа были произведены расчеты и сопоставлены два способа восстановления положения газопровода:

- способ протаскивания по дну разработанной траншеи с применением тягового механизма;
- альтернативный способ «кривых вставок» (рационализаторское предложение от 26.10.2010 № 0600-360).

За основу был взят разработанный проект ОАО «ВНИПИГаздобыча» «Капитальный ремонт участка МГ «Парабель-Кузбасс», переход через р. Чемондаевка, км. 140». Результаты расчетов приведены в таблице № 1 и на рисунке 4.

Для предотвращения возможного размыва русла водоема после укладки газопровода на проектные отметки нужно выполнить берегоукрепительные работы с применением габионных конструкций.

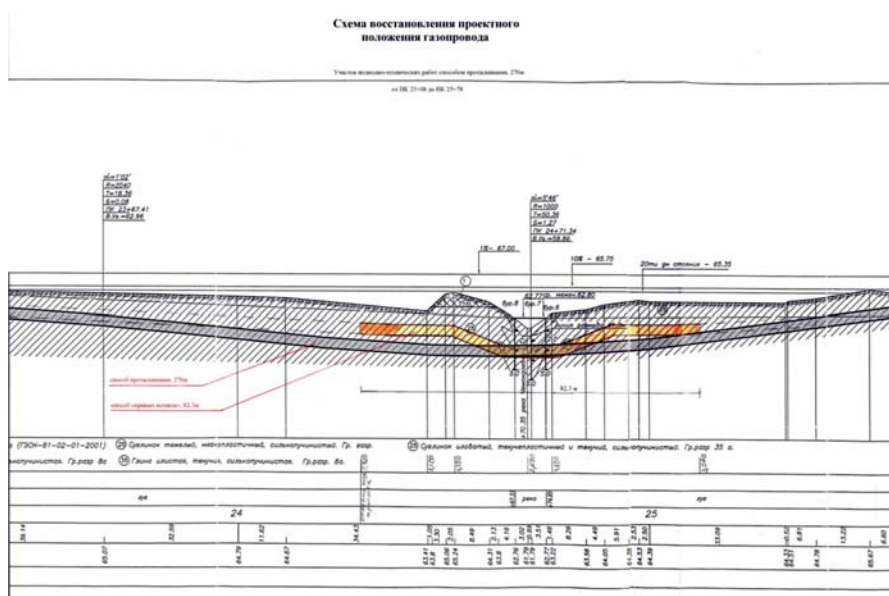


Рис. 4. Сопоставление двух способов восстановления положения газопровода

Таблица № 1. Результаты расчетов и сопоставление основных показателей

Объект: МГ «Парабель-Кузбасс», переход через р. Чемондаевка, км. 140»

Наименование	Наименование способов	
	ОАО «ВНИПИГаздобыча» (способ протаскивания)	Альтернативный способ (способ «кривых вставок»)
Диаметр трубы	1020 мм	1020 мм
Длина заменяемого участка	270 м	82,3
– русловая часть	270 м	60,7 м
- прилегающие участки		21,6 м

Наименование	Наименование способов	
<b>Балластировка газопровода</b>		
- 2-УТК-1020	93 комплекта	6 комплектов
- УБО-М-1020	-	12 комплектов
<b>Способ укладки</b>	протаскиванием	с бровки траншеи
<b>Используемая техника</b>		
- тяговая лебёдка	1 ед.	-
- трубоукладчики	8 ед.	4 ед.
- канатно-скреперная установка	1 ед.	-
- экскаваторы	1 ед.	1 ед.
- бульдозеры	2 ед.	1 ед.
<b>Стоимость общестроительных и монтажных работ в ценах на 1 кв. 2012 г.</b>	19 784 тыс. руб.	6 099 тыс. руб.

Сравнивая результаты сопоставления основных показателей можно сделать следующее заключение, что применение альтернативного способа «кривых вставок» при восстановлении глубины залегания газопровода позволит:

- сэкономить на ремонте одного перехода около 13 млн. руб. (данная экономия может лавировать в зависимости от особенностей объекта);
- сократить число используемой техники и отказаться от дорогостоящего оборудования;
- сократить сроки производства работ;
- выполнять работы силами Томского УАВР без привлечения подрядных организаций.

За период с 2010 года по 2013 год (включительно) Томским УАВР были выполнены ремонтные работы на 8 объектах по восстановлению глубины залегания газопровода на переходах через водные преграды с применением способа «кривых вставок».

## Литература

1. ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы». Введен в действие с 01.01.1989
2. СНиП III-42-80\* «Магистральный трубопровод». Утвержден постановлением Госстроя СССР от 16.05.1980 № 67
3. СНиП 2.05.06-85\* «Магистральный трубопровод». Утвержден постановлением Госстроя СССР от 18.03.1985 № 30
4. СП 108-34-97 «Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Сооружение подводных переходов». Утвержден приказом РАО «Газпром» от 8.07.1998 г., № 87
5. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы». Утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 26.08.2008 № 258
6. СТО Газпром 2-2.1-459-2010 «Нормы проектирования переходов трубопроводов через водные преграды, в том числе в условиях крайнего севера». Утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 21.04.2010 № 88
7. СТО Газпром 2-2.2-457-2010 «Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ переходов газопроводов через водные преграды, в том числе в условиях крайнего севера». Утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 20.04.2010 № 86
8. СТО Газпром 2-2.3-263-2008 «Нормы проектирования ремонта магистральных газопроводов в условиях заболоченной и обводненной местности». Утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 15.08.2008 № 233
9. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части газопроводов ОАО «Газпром». Утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 04.04.2008 № 80

## **ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

**Жданова М.П.**

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Обеспечение бесперебойной работы трубопроводного транспорта является необходимым условием для эффективной реализации приоритетов Энергетической стратегии России на период до 2030 г.

Несмотря на то, что технический уровень газотранспортных систем ОАО «Газпром» достаточно высок и обеспечивает плановые поставки газа отечественным и зарубежным потребителям, проблема обеспечения надежности и эффективности систем транспорта газа является одной из наиболее приоритетных отраслевых задач.

Достижение этой цели реализуется на основе оптимизации диагностических и ремонтно-восстановительных работ, за счет формирования и оптимизации комплексной программы диагностики, технического обслуживания и ремонта, как механизма перехода на эксплуатацию систем трубопроводного транспорта по «техническому состоянию».

В рамках программы ОАО «Газпром» по «повышению надёжности работы и эффективности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами», в 2009 году началась реконструкция КС ООО «Газпром трансгаз Томск», расположенных на газопроводе «НВГПЗ – ПарABELь – Кузбасс».

В ходе технического перевооружения компрессорные станции оснащены ГПА нового поколения с асинхронными высокооборотными, безмасляными, частотно-регулируемыми электроприводами и нагнетателями природного газа с «сухими уплотнениями», оснащенные системами магнитного подвеса роторов.

На сегодняшний день в Обществе актуальна задача поэтапного перехода к ресурсосберегающей системе эксплуатации и обслуживания с учетом фактического технического состояния оборудования КС.

Своевременное оперативное получение и обработка объективной информации о техническом состоянии оборудования и трубопроводов КС по критериям эффективности и надежности, состоит из следующих этапов:

- опорные (базовые) обследования;
- периодические контрольные обследования;
- выборочные расширенные обследования.

В настоящее время на базе Инженерно-технического центра Общества, в рамках проведения работ по техническому диагностированию оборудования и трубопроводов КС, решаются следующие функциональные задачи:

- измерение и контроль вибрации ГПА, АВО газа, трубопроводной обвязки;
- экспертная вибрационная диагностика ГПА;
- измерение и контроль деформаций нагруженных участков трубопроводных обвязок.

Мониторинг технического состояния в рамках контрольных обследований на реконструируемых КС Общества предусмотрен также средствами автоматизированной системы диагностического обслуживания. Структура АСДО состоит из следующих подсистем:

- подсистема СДО-ПМД – измерением крутящего момента ЭГПА;
- подсистема СДО-ВМД, предусматривающая измерение и контроль вибрации ГПА;
- подсистема СДО-НДС – измерение и контроль параметров напряженно-деформированного состояния трубопроводных обвязок ГПА и установки очистки газа.

На сегодняшний день в структуре АСДО выделены три уровня иерархии: агрегатный; цеховой и станционный. Также предусмотрена реализация проекта по развитию системы до уровня предприятия, который включает в себя АРМ диагноста, устанавливаемое на рабочее место инженера по диагностике ИТЦ.

На рис. 1 представлены основные элементы системы диагностирования технического состояния оборудования.



Рис. 1. Система диагностирования технического состояния оборудования

Совместно со специалистами Томского Политехнического Университета произведено первичное описание вибрационного состояния каждой единицы основного оборудования введенных в эксплуатацию КС Общества.

Кроме того, основные решаемые задачи по созданию системы вибродиагностирования ГПА сводятся к следующему:

1. Изучение статистик отказов оборудования в привязке к дефектным ведомостям по результатам выполнения ремонтных работ.
2. Анализ значимых диагностических признаков и выработка алгоритмов определения и прогнозирования технического состояния в процессе экспериментальных исследований ГПА в рабочем и неисправном состояниях;

3. Определение необходимого объема диагностической информации посредством создания диагностической модели объекта, связывающей  $N$  диагностических признаков с тем же количеством непосредственно измеряемых параметров процесса.

Основным направлением работ сегодня является разработка нормативно-методического и программного обеспечения средств диагностики.

Разработана методика вибродиагностирования центробежных нагнетателей с роторами на магнитном подвесе, которая устанавливает методы контроля, объем, порядок и требования к проведению технического диагностирования, обработке и оформлению результатов контроля.

Также осуществляется разработка методики диагностического виброобследования технологических трубопроводов компрессорных цехов КС Общества, необходимость чего подтверждена проведением экспериментальных исследований.

Также аналитической группой Центра диагностики проводятся работы по оценке напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки КС по следующим основным этапам:

- сбор и анализ общих исходных данных;
- геодезические измерения в контрольных точках;
- прямые измерения напряжений (деформаций);
- расчет НДС с использованием программных средств (SolidWorks Professional, ANSYS);
- анализ результатов измерений и расчетов с выдачей заключения.

Работ по оценке НДС производятся согласно СТО Газпром 2-2.3-327-2009.

С целью унификации состава и порядка производства работ разрабатывается методика по оценке НДС технологических трубопроводов основного назначения КС Общества.

Перспективой развития работ входящих в комплекс по оценке НДС являются исследования и расчеты НДС ТПО с учетом воздействия динамических нагрузок (вибрация, тепловые удары, сейсмическая активность и т.п.).

Решение вышеописанных оптимизационных задач позволит получить следующие результаты:

- выводы об эффективности объемов, сроков проведения ремонтных работ основного технологического оборудования КС;
- выводы о результативности ремонтных работ;
- выводы о достаточности диагностических обследований;
- выводы о достаточности действующих НТД.

Таким образом, представлены основные шаги по созданию системы диагностического обслуживания основного технологического оборудования и ТПО КС, что является основанием для разработки оптимальных стратегий диагностики и ремонта.

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации объектов магистрального газопровода, оптимизации материальных затрат на их эксплуатацию необходим мониторинг технического состояния (контроль, оценка, прогнозирование, регулирование и управление) как инструмент для принятия краткосрочных и долгосроч-

ных решений. Внедрение чего позволит применить системный подход к оценке технического состояния основного технологического оборудования и ТПО компрессорных станций Общества.

### **Литература**

1. Энергетическая стратегия на период до 2030 г. (ЭС-2030). Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г № 1715-р.



## РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СРЕДСТВ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Жилин А.В.

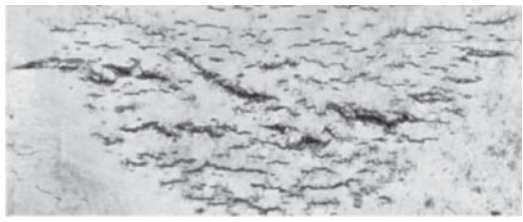
*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

### Актуальность темы

В настоящее время главным фактором, снижающим надежность магистральных газопроводов в процессе эксплуатации, являются коррозионные повреждения. Различают два основных вида коррозионных повреждений стенки подземного стального трубопровода (рис. 1 и 2): электрохимическую коррозию, включая электрокоррозию, и коррозионное растрескивание под напряжением (КРН).



**Рис. 1.** Аварийное разрушение трубопровода по причине электрохимической коррозии



**Рис. 2.** Колонии стресс-коррозионных трещин на внешней поверхности стенки трубопровода

Наиболее опасным является второй вид повреждений – стресс-коррозионное растрескивание стальных труб, так как, как правило, аварийный разрыв газопровода по причине стресс-коррозии происходит мгновенно, лавинообразно и сопровождается взрывами и пожарами.

Стресс-коррозия (коррозионное растрескивание под напряжением) представляет собой процесс образования и развития поверхностных трещин на изолированной, катодно-защищенной поверхности газопроводов в результате длительного воздействия на металл труб механических напряжений и специфических коррозионных сред [1]. Доля аварий по причине стресс-коррозии превышает 40% от общего количества аварийных отказов магистральных газопроводов [2-4].

В настоящее время не существует способов обнаружить раннюю стадию коррозионного растрескивания. Все существующие дефектоскопы не позволяют выявлять причины образования такого растрескивания, а обнаруживают уже существующие трещины. При этом трещины глубиной менее 15% толщины стенки трубопровода остаются, как правило, незамеченными. С течением времени такие трещины могут подрасти и слиться в очаговую трещину, приводящую к аварийному разрыву газопровода.

Таким образом, в современных условиях защита от коррозии подземных стальных трубопроводов является одним из важнейших способов обеспечения их безотказной работы.

Однако, до настоящего времени не существует элетрометрических методов, позволяющих количественно контролировать степень подавления коррозии при использовании электрохимической защиты (ЭХЗ), что на практике приводит к неэффективному расходованию электроэнергии.

В процессе исследований в Томском политехническом университете (ТПУ) было выявлено, что неправильно выбранный режим катодной защиты от коррозии может привести либо к коррозионному разрушению стенки трубопровода, либо к образованию стресс-коррозионного растрескивания трубных сталей.

Указанные проблемы трубопроводного транспорта определяют актуальность темы исследований, связанной с разработкой оригинального метода технической диагностики электрохимической защиты современных трубопроводных систем, позволяющего количественно определять недопустимо высокий коррозионный износ и прогнозировать появление трещин КРН со стороны внешней катодно-защищаемой поверхности напряженно-деформированных подземных стальных трубопроводов.

### **Цель работы**

Основная цель исследований заключается в создании аппаратно-программного комплекса коррозионного мониторинга подземных стальных трубопроводов, позволяющего в экспрессном режиме количественно контролировать эффективность электрохимической защиты от коррозии.

### **Научная новизна**

Режим катодной защиты трубопроводов от коррозии регламентируется ГОСТ Р 51164-98. Наши исследования показали, что для подавления электрохимической коррозии стенки подземного трубопровода необходимо, чтобы плотность тока катодной защиты была равна плотности предельного тока по кислороду, когда основной окислитель в грунте – кислород, «связывается» электронами, поступающими от станции катодной защиты (СКЗ), а не электронами кристаллической решетки стенки трубопровода. В противном случае, СКЗ работает в режиме «недозащиты», и происходит активное коррозионное разрушение стенки подземного трубопровода (см. рис. 1). Поэтому на практике значения защитных потенциалов часто завышают (до пределов, установленных ГОСТ Р 51164-98), чтобы избежать режима «недозащиты» при неудовлетворительном состоянии изоляционного покрытия трубопровода. При завышенном же режиме катодной защиты, как показывают наши исследования, происходит другое нежелательное явление – наводороживание трубной стали, приводящее с течением времени к зарождению и развитию стресс-коррозионных трещин (см. рис. 2).

В процессе исследований на кафедре Транспорта и хранения нефти и газа ТПУ был разработан и запатентован аппаратно-программный комплекс (рис. 3), позволя-

ющий количественно определять режимы катодной защиты, а также оценивать степень электролитического наводороживания стенки трубы в зависимости от давления транспортируемого продукта. В состав комплекса входит специальный коррозионно-индикаторный зонд (рис. 3А), полярограф (рис. 3Б) и программное обеспечение «ТА-Коррозия».



Рис. 3. Коррозионно-индикаторный зонд (А) и полярограф (Б)

С помощью этого комплекса нами были проведены длительные исследования коррозионного поведения трубных сталей в нейтральных и слабощелочных грунтах в лабораторных и трассовых условиях.

Впервые в практику катодной защиты трубопроводов от коррозии было введено понятие «коэффициент полезного использования тока катодной защиты». Исследованиями установлено, что коэффициент полезного использования тока катодной защиты имеет практически максимальное значение, когда плотность тока катодной защиты ( $j_{к.з}$ ) достигает плотности предельного тока по кислороду  $j_{пр}$  (тока коррозии). Дальнейшее увеличение плотности тока катодной защиты приводит к незначительному увеличению защитного эффекта и резкому снижению коэффициента полезного действия тока катодной защиты, свидетельствующему о начале протекания электродной реакции, не связанной с подавлением коррозионного процесса. Эта нежелательная электродная реакция – катодное разложение воды (а также других водородсодержащих соединений) с выделением водорода, который проникает в кристаллическую решетку стенки трубопровода, что приводит к охрупчиванию трубной стали и развитию КРН с течением времени.

Расчеты показали, что в режиме «перезащиты» до 95% электрической энергии тратится не на подавление коррозии подземного трубопровода, а на получение водорода из почвенного электролита.

Впервые нами был разработан и предложен к практическому применению безразмерный критерий выбора режимов катодной защиты подземных стальных трубопроводов, характеризуемый отношением плотности тока катодной защиты к плотности предельного тока по кислороду:  $j_{к.з}/j_{пр}$ . Эти токи в автоматическом режиме измеряются с помощью данного комплекса. Критерий позволяет контролировать образование на защищаемой поверхности трубопровода коррозионных дефектов

тов, когда  $j_{к.з.} < j_{пр.}$  и стресс-коррозионных дефектов, когда  $j_{к.з.}$  превышает  $j_{пр.}$  более, чем в 10 раз. Оптимальным и эффективным режимом катодной защиты было принято значения критерия в пределах  $3 < j_{к.з.} / j_{пр.} \leq 8$ . В этом случае коррозионный процесс подавляется до значений 0,007...0,01 мм/год и заметного увеличения содержания водорода в ферритно-перлитной стали трубного сортамента обнаружено не было. Заметное увеличение концентрации водорода вблизи катодно-защищаемой поверхности обнаруживается, когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 50 и более раз, что по истечению некоторого инкубационного периода, зависящего от напряженно-деформированного состояния трубопровода, приведет к развитию стресс-коррозионных трещин.

Прогноз коррозионного и стресс-коррозионного состояния трубопроводов на основе результатов электрометрических измерений с помощью данного комплекса в лабораторных и полевых условиях с достаточной для практики точностью согласуется с результатами внутритрубной диагностики и результатами собственных комплексных обследований эффективности ЭХЗ на образцах-свидетелях коррозии.

### Практическое значение

В результате исследований созданы условия для широкого внедрения в практику коррозионного мониторинга подземных стальных трубопроводов аппаратно-программного комплекса нового поколения, обладающего такими конкурентными преимуществами, как:

- мобильность (малые габариты и вес);
- полная автоматизация измерений;
- экспрессность измерений (5-7 минут);
- измерение на глубине укладки трубопровода;
- информативность.

Данный аппаратно-программный комплекс позволяет получить следующую информацию:

- количественно определить остаточную скорость коррозии подземного сооружения в данном грунте (контролирует и прогнозирует появление коррозионных язв);
- количественно определить интенсивность наводороживания стенки трубопровода (прогнозирует возможность образования стресс-коррозионных трещин);
- определить коэффициент полезного действия ЭХЗ;
- определить эффективность использования электроэнергии;
- определить степень коррозионной опасности грунта;
- составить достоверный аналитический прогноз коррозионного и стресс-коррозионного состояния трубопровода;
- выполнить расчет остаточного ресурса безопасной и безаварийной эксплуатации газопровода;
- с опережением принять соответствующие меры и исключить аварийное разрушение действующих подземных трубопроводов.

### **Выводы**

Рекомендуется с помощью данного комплекса оценить существующие режимы катодной защиты на дочерних предприятиях ОАО «Газпром» и в случаях, когда имеет место режим «перезащиты», снизить значение защитного потенциала до безопасного по данной методике с учетом действующего ГОСТ Р 51164-98 и, тем самым, оптимизировать катодную защиту с целью уменьшения затрат на электроэнергию и предотвращения зарождения стресс-коррозионных трещин.

### **Литература**

1. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.
2. Песин А.С. Влияние катодной защиты магистральных газопроводов на процесс развития коррозионных трещин под напряжением: Дис. ... канд. техн. наук (25.00.19). – Тюмень, 2005. – 117 с.
3. Сунагатов М.Ф. Стресс-коррозия магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 9. – С. 52 – 57.
4. Яковлев А.Я., Конакова М.А. Анализ причин аварийных разрушений магистральных газопроводов в ООО «Севергазпром» // Газовая промышленность. – 2003. – № 5. – С. 63 – 67.

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ МАШИН

**Жилина А.С.**

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В газопроводном транспорте используется широкая номенклатура основного и вспомогательного технологического оборудования (для КС это различные виды нагнетателей, электродвигателей).

При эксплуатации технологического оборудования перед персоналом эксплуатирующей организации возникает необходимость в одновременном решении двух основных задач, а именно:

1. Обеспечение безаварийности и поддержание работоспособности оборудования.
2. Повышение эффективности эксплуатации за счет снижения непроизводительных эксплуатационных затрат, которые появляются в результате возникновения нештатных ситуаций (отказы, аварии).

Для решения вышеназванных задач все чаще находит применение стратегия технического обслуживания и ремонта оборудования (далее – ТОиР), в основе которой лежит система ТОиР, исходя из фактического технического состояния оборудования, определяемого по результатам диагностических обследований.

В ООО «Газпром трансгаз Томск» (далее – Общество) данное решение применено на нескольких КС (на КС «Володино», КС «Чажемто», КС «Парабель»), посредством внедрения в эксплуатацию автоматизированной системы диагностического обслуживания (далее – АСДО). Однако анализ результатов эксплуатации показывает, что возможности АСДО используются не в полной мере и позволяют решать только вопросы, связанные с обеспечением надежности эксплуатации оборудования.

Главное направление решения выше перечисленных задач – разработка Системы Прогнозирования Технического Состояния (далее – СПТС) центробежных компрессорных машин. Эта система позволит оптимально планировать работы по ТОиР КС, с учетом комплексного прогноза технического состояния оборудования и выработки рекомендаций по режимам эксплуатации оборудования.

Как показывает практика, отмена планово-предупредительного ремонта (ППР) и окончательный переход на систему ТОиР по фактическому техническому состоянию невозможен, т. к. в настоящее время нет идеально работающих автоматизированных диагностических систем широкого профиля, которые бы смогли точно определить состояние оборудования и произвести прогноз его дальнейшей работы при различных режимах эксплуатации. К тому же, необходимо учитывать и человеческий фактор: нельзя исключать вероятность ошибки персонала при работе с такой системой.

Предлагаю в дополнение к ППР проводить ТОиР, исходя из фактического технического состояния оборудования, основываясь не только на заключениях специалистов, но и на рекомендациях, которые будут получены от СПТС. Система прогно-

зирования, учитывая текущее техническое состояние оборудования и режимы его эксплуатации, позволит предупредить возникновение возможных внештатных ситуаций, путем выдачи рекомендаций о замене тех или иных деталей в конкретный срок. Основные функции и связи СПТС с системой ТОиР представлены на рис.1.

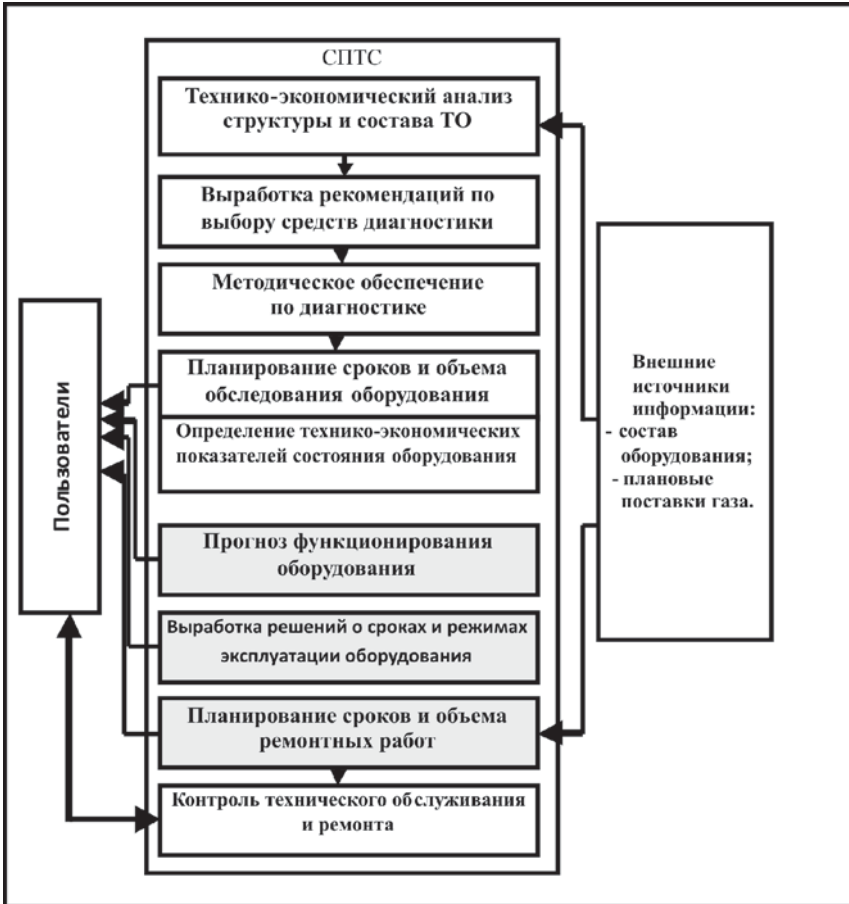


Рис. 1. Основные функции и связи СПТС с системой ТОиР

СПТС представляет собой автоматизированную систему, реализующую признаки и средства искусственного интеллекта, содержащую базу знаний с набором правил решения определенного круга задач и программно-технические средства, позволяющие на основании вводимых в нее данных о текущем состоянии объекта управления или анализируемой ситуации, определить неисправность и выдать предложения или варианты альтернативных рекомендаций для выбора решения пользователем системы.



Одно из главных достоинств СПТС – возможность накапливать знания, сохранять их длительное время, обновлять, самообучаться. Накопленные СПТС знания позволяют повышать квалификацию специалистов, работающих в Обществе, используя наилучшие, проверенные решения [2].

СПТС предлагается реализовать следующим образом – в процессе функционирования центробежные компрессорные агрегаты порождают множество процессов (шум, излучение тепла, вибрацию). Состояние системы описывается совокупностью (множеством) определяющих ее параметров (признаков). Параметры, характеризующие текущее техническое состояние объекта, различны по своей природе и по информационной ценности. СПТС собирает воедино все диагностические параметры, затем строит модель в многомерном анизотропном пространстве признаков, учитывая пространственные расстояния до эталонных состояний (тах уставок), и на основе анализа полученных данных, система выдает заключение о конкретных неисправностях оборудования, которые возникнут через определенный промежуток времени при заданном режиме эксплуатации КС [4].

Для определения неисправностей или предложения альтернативных рекомендаций по принятию решения самым оптимальным методом является метрический метод распознавания. В большинстве методов распознавания делается естественное предположение, что изображения объектов одного класса (образа) более близки друг к другу, чем изображения разных классов. Преимущество метрических методов в том, что они основаны на количественной оценке этой близости. В качестве изображения объекта принимается точка в пространстве признаков, мерой близости считается расстояние между точками. Диагностика по расстоянию до эталона и по расстоянию до множества. Так как у нас диагностирование будет проводиться по целому ряду признаков, то будем использовать метод минимального расстояния до множества.

В этом методе оценивается расстояние не от одной точки – эталона, а расстояния от точки  $x$  (объекта, предъявленного для распознавания) до всех точек множества с данным диагнозом. Расстояние до множества оценивается как среднее расстоя-

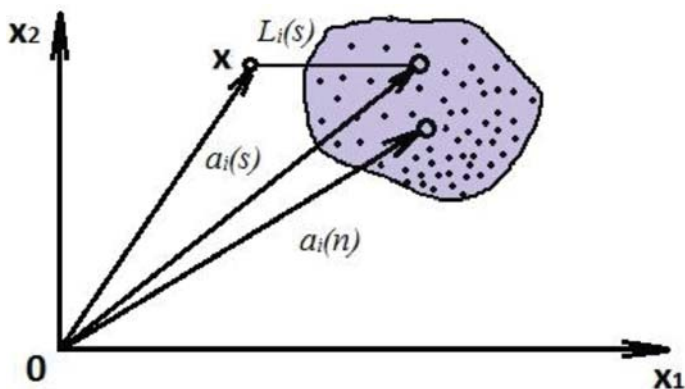


Рис. 2. Определение расстояния до множества



ние, но возможны и другие способы этой оценки. Использование рассматриваемого метода основывается на том, что для каждой неисправности имеется группа неисправностей с установленным диагнозом (на основе статистики отказов при эксплуатации) [1].

Пусть для диагноза  $D_i$  группа содержит  $M_i$  образцов. Допустим, что выбрана диагностическая мера расстояния, и тогда расстояние от точки  $x$  до точки  $a_i(s)$  (рис. 2), входящей в группу верифицированных образцов (при квадратичной мере),

$$L_i^{(s)} = \sum_{j=1}^N \lambda_{ij}^2 (x_j - a_{ij}^{(s)})^2, \quad (1)$$

где  $\lambda_{ij}$  – весовой коэффициент, позволяющий учитывать различную диагностическую ценность признаков, придавая большее значение наиболее значимым признакам при оценке технического состояния центробежных компрессорных машин.

При определении расстояния между точками в пространстве признаков нужно учитывать, что пространство признаков является анизотропным, т. е. единицы измерения в различных направлениях различны. Координатам  $x_j$  могут соответствовать параметры различной физической природы (например  $x_1$  – шум,  $x_2$  – давление и т. п.). Для этого удобно находить расстояние с учетом весовых коэффициентов  $\lambda_j$  по координате  $j$ .

Однако введение весовых коэффициентов деформирует пространство признаков. Поэтому ставим условие, чтобы при подобных деформациях сохранялся объем областей диагнозов, тогда условие нормирования примет вид:

$$\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \dots \cdot \lambda_N = \prod_{j=1}^N \lambda_j = 1. \quad (2)$$

Можно определить среднее расстояние от точки  $x$  до точек обучающей последовательности, принадлежащей диагнозу  $D_i$ :

$$L_i = \frac{1}{M_i} \sum_{s=1}^{M_i} L_i^{(s)} = \frac{1}{M_i} \sum_{s=1}^{M_i} \sum_{j=1}^N \lambda_{ij}^2 (x_j - a_{ij}^{(s)})^2. \quad (3)$$

Количественное определение диагностической ценности и комплексов признаков может быть проведено на основе теории информации. Главный принцип состоит в следующем: диагностическая ценность признака определяется информацией, которая вносится признаком в систему состояний [3].

В число решаемых СПТС задач входит определение необходимого и достаточного состава комплекса технических средств диагностики для конкретного подразделения Общества, предоставление требуемой методической информации, технико-экономический анализ структуры оборудования и его фактического состояния, прогнозирование технического состояния оборудования, планирование сроков и объемов работ по обследованию, ремонту оборудования и выработка рекомендаций по его модернизации.

Источниками информации для решения перечисленных задач являются собственная база данных, входящая в состав системы, и информация, получаемая как с помощью технических средств диагностики, так и от других автоматизированных информационных систем управления, применяемых в Обществе. Потребность в информации определяется самой системой в зависимости от вида и глубины решения задач. При подобной структуре и построении, СПТС является связующим элементом между внешними информационными системами и конечными пользователями, к числу которых относятся: диспетчер, компрессорная служба и энергетика, от уровня КС до уровня центрального диспетчерского пункта.

### Литература

1. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978.
2. Джордж Ф. Люгер. Искусственный интеллект: стратегии и методы решения сложных проблем. – М.: Вильямс, 2005. – 847 с.
3. Земенкова М.Ю., Кривохижа В.Н., Дуничев М.А. ТЮМГНГУ, каф. ПЭНХ. Разработка методов системного анализа надежности нефтегазовых объектов: «Нефтегазовый терминал» Юбилейный выпуск, 2007. – С. 35 – 37.
4. Мешалкин В.П. Экспертные системы в химической технологии. – М.: Химия, 1995. – 368 с.

## **ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПРОХОЖДЕНИЯ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА**

**Колотов Ф.А.**

*Мастер участка информационных технологий и телемеханики,  
Малоистокское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»*

В настоящее время Малоистокское ЛПУМГ эксплуатирует 1,5 тыс. км газопроводов. Внутритрубная диагностика (далее – ВТД) проведена уже более чем на 560 км магистральных газопроводах и газопроводах-отводах. В ближайшие годы планируется провести обследование еще 720 км газопроводов.

Принимая во внимание большое количество газопроводов и учитывая план график проведения ВТД [2], очевиден вывод: ВТД требует значительных финансовых и временных затрат, поэтому автоматизация данного процесса приведет к сокращению этих затрат.

### **Анализ состояния и показателей работы устройств контроля прохождения очистного устройства**

В Малоистокском ЛПУМГ эксплуатируются следующие устройства для определения прохождения поршня:

- СПРА-4;
- МДПС-3.

Учитывая характеристики сигнализаторов прохождения очистного устройства, можно сделать вывод, что данные устройства имеют ряд недостатков, ограничивающих их применение, таких как:

- высокая стоимость оборудования;
- напряжения питания 220 В, которое, не всегда есть на трассе газопровода;
- необходимость проведения монтажных работ при установке данных приборов на трубопровод, прокладка кабелей;
- нарушение изоляции газопровода.

### **Обоснование необходимости внедрения системы мониторинга прохождения очистного устройства**

Основная цель проведения ВТД – обеспечение бесперебойного транспорта и безаварийная работа газопровода. Согласно плана-графика проведения ВТД [2] на данный момент в Малоистокском ЛПУМГ уже обследовано более чем 560 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов. В ближайшие годы планируется провести обследование еще 720 км газопроводов.

Проведение ВТД достаточно трудозатратная операция в связи с тем, что необходимо выставлять большое количество постов для определения местонахождения поршня. Установка устройств для определения прохождения поршня на линейных кранах могла бы существенно снизить расходы на проведение диагностики.

В состав системы мониторинга очистного устройства предлагается включить следующие компоненты:

1. Имеющаяся в эксплуатации система линейной телемеханики «Магистраль-2», состоящая из модуля дискретного элемента, модуля телеизмерения и пульта управления (далее – ПУ) диспетчера с установленным программным обеспечением (далее – ПО) «Зонд».

2. Разработанный сигнализатор прохождения очистного устройства.

Рассмотрим данные компоненты более подробно в следующей главе.

### Описание системы мониторинга прохождения очистного устройства

Система мониторинга прохождения очистного устройства состоит из датчика прохождения очистного устройства, модуля телеизмерения и пульта управления диспетчера с установленным ПО «Зонд».

На рис. 1 изображена структурная схема системы мониторинга прохождения очистного устройства.

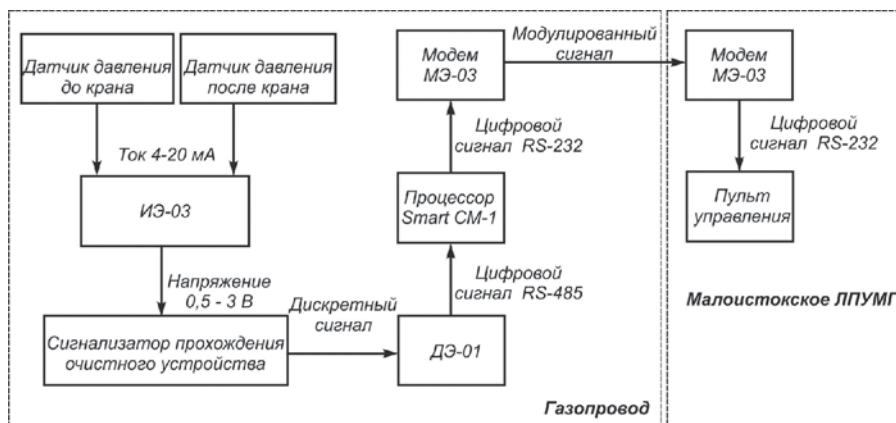


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга прохождения очистного устройства

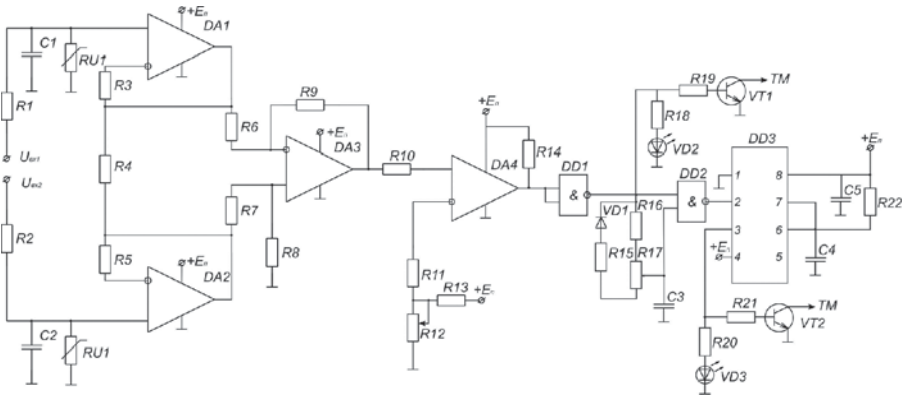
Выходной унифицированный сигнал датчиков давления до и после линейного крана – ток 4–20 мА подается на вход модуля измерительного элемента ИЭ-03, представляющего из себя аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и входящего в состав системы телемеханики «Магистраль-2». Падение напряжения на резисторах модуля ИЭ-03 подается на вход сигнализатора прохождения очистного устройства. Дискретный сигнал о прохождении поршня подается на вход дискретного модуля ДЭ-01. Цифровой сигнал с модуля ДЭ-01 опрашивает модуль СМ-1 по интерфейсу RS-485.

Полученная информация через модем МЭ-03 передается на пульт диспетчера Малоистокского ЛПУМГ с установленным ПО «Зонд».

### Разработка сигнализатора прохождения очистного устройства

Для обеспечения работоспособности системы мониторинга очистного устройства был разработан сигнализатор прохождения для системы телемеханики Магистраль-2, эксплуатируемой Малоистокским ЛПУМГ. Данный сигнализатор позволяет осуществлять дистанционный контроль прохождения поршня на пульте управления диспетчера Малоистокского ЛПУМГ.

На рис. 2 представлена электрическая принципиальная схема сигнализатора. На операционных усилителях DA1, DA2 и DA3 собран измерительный усилитель. Данная схема представляет собой классический измерительный усилитель [1]. На вход усилителя подается измеряемый сигнал – напряжение. Для задания коэффициента усиления используются резисторы R3, R4, R5. Преимуществом данной схемы включения операционных усилителей является большое входное сопротивление для защиты от перенапряжений, также дополнительно для защиты по входу предусмотрено два RC-фильтра R1C1 и R2C2 и два варистора RU1 и RU2. Операционный усилитель DA3 используется для получения однополюсного выходного сигнала.



**Рис. 2. Сигнализатор прохождения очистного устройства.  
Схема электрическая принципиальная**

Напряжение с выхода усилителя DA3 подается на вход компаратора DA4. Переменный резистор R12 используется для регулировки уровня опорного напряжения. Компаратор дает на выходе сигнал при превышении выходного напряжения усилителя опорного напряжения компаратора.

На элементах и-не DD1 и DD2 собрана схема для фильтрации помех и определения факта прохождения поршня. На транзисторах VT1 и VT2 собраны два дискретных выхода для системы телемеханики: «поршень прошел» и «поршень застрял». Таймер DD3 используется для запоминания выходного сигнала на заданное время, которое может составлять от долей секунд до суток, также возможен принудительный сброс сигнала.

Была разработана и изготовлена печатная плата для предлагаемого устройства (рис. 3), размер и разъемы соответствуют стандартному модулю системы линейной телемеханики «Магистраль-2» для интеграции в систему. Данное устройство было собрано и опробовано во время ВТД на газопроводе-отводе к г. Ревда.

Кроме того, имеется возможность контроля поршня при помощи данного устройства и при отсутствии системы телемеханики. В этом случае к выходу сигнализатора подключается сотовый телефон, в памяти которого телефонный номер диспетчера Малоистокского ЛПУ. При прохождении очистного устройства происходит дозвон диспетчеру и диспетчер узнает местоположение поршня.

Предлагаемый сигнализатор в отличие от устройств, применяемых для дистанционного контроля в Малоистокском ЛПУМГ, позволяет отслеживать дефектоскоп на линейных кранах, где есть основное или спутниковое КП телемеханики, или просто места отбора газа до и после крана, не требует напряжения питания 220 В.

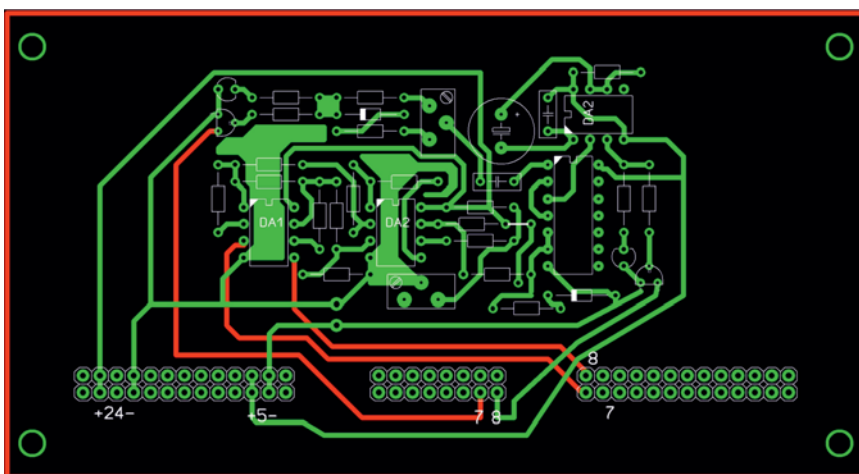


Рис. 3. Печатная плата сигнализатора прохождения очистного устройства

### Расчет экономического эффекта внедрения системы мониторинга прохождения очистного устройства

Экономический эффект от внедрения системы мониторинга прохождения очистного устройства состоит в экономии рабочего времени мастера линейно-эксплуатационной службы, электромонтера службы связи и водителя, а также затрат на бензин, необходимого для поездки на пост.

Экономический эффект на одно внедрение составил 47310,37 руб.

Внедрение предлагаемой системы дает существенный экономический эффект за счет снижения трудозатрат на проведение ВТД и обеспечивает оперативный и эффективный мониторинг за очистным устройством из диспетчерской.

### **Заключение**

Предлагаемая в данной работе система мониторинга успешно собрана, испытана во время ВТД на газопроводе-отводе к г. Ревда.

Внедрение предлагаемой системы дает существенный экономический эффект за счет снижения трудозатрат при проведении ВТД, а также обеспечивает оперативный и эффективный мониторинг за очистным устройством из диспетчерской.

Затраты на внедрение системы мониторинга прохождения очистного устройства значительно ниже затрат до ее внедрения, что обеспечивает положительный экономический эффект от использования разработанного сигнализатора прохождения очистного.

### **Литература**

1. Хоровиц П., Хилл У. Искусство схемотехники: В 2-х т. Т. 2. Пер. с англ. — Изд. 3-е, стереотип, — М.: Мир, 1986. — 590 с., ил.
2. План-график проведения ВТД ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» URL.: [http://www.utg.ru/poemg/vtd/vtd\\_perspektiv.pdf](http://www.utg.ru/poemg/vtd/vtd_perspektiv.pdf) (дата обращения 10.09.2012)

## СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

**Морозов М.Н.**

*Студент, Энергетический институт,  
Томский политехнический университет*

Проблема обеспечения безопасности трубопроводного транспорта углеводородов – нефтепроводов, продуктопроводов и газопроводов – уже на протяжении долгого времени является актуальной. Для России эта проблема носит особенно острый характер. Это связано в первую очередь с огромными объемами перекачиваемых углеводородов, большой протяженностью действующих трубопроводов, негативной статистикой хищений, масштабами экологических последствий и т. д. Все установленные особенности транспортировки оказывают непосредственное влияние на возникновение потерь продукта транспортировки. Потери возникают на всех стадиях обращения товаров: при транспортировке, хранении и реализации. Потери бывают разного рода, сюда же относят и хищения. Стоит отметить, что этот вид транспорта наименее всех защищен от хищений, так как сделать отводную трубу очень просто, а проследить за многокилометровой трассой достаточно сложно. К тому же рост числа нелегальных врезок в трубопроводы напрямую связан с увеличением стоимости перекачиваемых и продуктов их переработки.

### **Анализ систем обнаружения утечек**

В настоящее время для борьбы с хищениями и комплексного мониторинга используются системы обнаружения утечек (СОУ). Они позволяют не только регистрировать утечки и выявлять хищения, но и остановить процесс изготовления новых врезок, в буквальном смысле вытесняя злоумышленников с защищенных участков. В то же время, рост числа выявленных хищений говорит о недостаточной эффективности таких систем, либо об их отсутствии. В настоящее время в СОУ используются в основном следующие методы обнаружения утечек: по профилю давления, параметрический, метод акустической эмиссии. Распространение получили системы, работа которых основана на двух методах обнаружения утечек: акустические, параметрические. Анализ технических характеристик таких систем показывает, что они обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1 % производительности трубопровода. При этом утечки с низкой интенсивностью такие системы не регистрируют, т. к. чувствительность рассматриваемых систем ограничена «шумом» измеряемых параметров.

Отдельно стоит упомянуть про перспективную инфразвуковую систему мониторинга трубопроводов. Благодаря слабому затуханию инфразвуковых колебаний эта система способна обнаружить утечку из трубопровода, механическое воздействие на стенку трубы, источники «шума», формирующиеся на значительном удалении от места регистрации. Анализ технических характеристик показывает, что система способна обнаруживать утечки с низкой интенсивностью, чего не могут



прямые конкуренты. Однако был выявлен недостаток. Дело в том, что колебания такого рода порождаются не только утечками, но и естественными источниками (леса, реки, грозы, землетрясения, бури, ураганы и т. д.), а также техногенными источниками (поезда, самолеты, взрывы, различное промышленное оборудование). Таким образом, перед разработчиками встает вопрос о выделении полезного сигнала из его суммы с многочисленными помехами. В этой связи интерес представляет статистика ложных срабатываний, которую разработчики к сожалению не приводят [1].

На основании анализа вышеописанных СОУ дополнительно к их индивидуальным недостаткам можно отнести следующие общие:

- выявление факта обнаружения утечки не позволяет предотвратить противоправные действия преступников, у которых достаточно времени на отбытие с места преступления до того, как система засечет факт утечки, а служба безопасности придет на то самое место;
- уязвимость рассмотренных СОУ вызывает огромное нарекание, т. к. вывод из строя даже линии питания автоматики СОУ, установленной на трубопроводе, означает потерю контроля за протяженным участком;
- рассмотренные выше СОУ привязаны к конкретным трубопроводам и не способны мобильно переключиться на другой объект;
- монтаж СОУ связан с огромными по объему полевыми работами, а также требует временную остановку транспортировки.

Стоит отметить, что и руководство ОАО «Газпром» признает ограниченность развития таких СОУ. Поэтому в ОАО «Газпром космические системы» ведутся работы по созданию перспективной аэрокосмической системы дистанционного зондирования Земли «Смотр». Основу такой системы составят оптические и радиолокационные низкоорбитальные спутники на круговых солнечно-синхронных орбитах высотой около 670 км. Также известно, что построен центр аэрокосмического мониторинга, который обеспечивает геоинформационными услугами предприятия группы «Газпром». Анализируя данную систему, можно отметить, что для полноценного непрерывного мониторинга трубопроводов требуется весьма многочисленная группировка космических аппаратов, тогда как разработчиками заявлены планы по развертыванию всего 2-х радиолокационных и 2-х оптических, а также спутников с оптико-электронной системой наблюдения. Такого количества, с учетом невысокой разрешающей способности недостаточно. При таком подходе потребуются слишком большие капиталовложения [2].

### **Система воздушного мониторинга**

Повысить надежность функционирования газотранспортной системы предлагается следующим образом. В дополнение к простейшим параметрическим системам добавляется система воздушного мониторинга. Особенностью такой системы является использование различных методов наблюдения. Один из способов – видеонаблюдение. При этом обеспечивается качественная детализация охраняемого объекта. Помимо реализации охранных задач система получает возможность

выполнения иных функций (контроль состояния энергооборудования и ход проводимых ремонтных работ и т. д.).

В данном случае необходимо учитывать огромную протяженность трубопроводов. Именно поэтому предлагается использование мобильных платформ, в качестве которых могут использоваться дистанционно управляемые беспилотные летательные аппараты (БЛА). При таком подходе количество элементов системы видеонаблюдения снижается на порядок. Однако снижается и суммарная зона наблюдения, которая теперь ограничивается возможностями средств наблюдения, установленных на БЛА. Однако данный эффект можно компенсировать. Для дальнейшей разведки (первичный мониторинг) используется малогабаритная радиолокационная система (МРЛС). Наилучший вариант – закрепление МРЛС на БЛА аэростатного типа. Тогда при приемлемой дальности обнаружения целей (свыше 100 км) потребуется значительно меньше средств на мониторинг трубопровода.

При обнаружении посторонних объектов в охраняемой зоне передается соответствующая информация с аэростата в центр контроля, далее при необходимости БЛА со средствами визуального наблюдения получает задание на детализирование указанного места. БЛА следует к указанному месту и проводит детализацию с последующей обработкой видеоданных в соответствии с заложенным алгоритмом. Таким образом, основная функция мониторинга ложится на аэростаты с МРЛС, а БЛА нужны в небольшом количестве для детализации потенциального места происшествия (вторичный мониторинг). К использованию такой комбинированной схемы подталкивает тот факт, что в климатических условиях Сибири и Дальнего Востока без МРЛС не обойтись. В качестве МРЛС можно использовать новейшую разработку ОАО «Корпорация «Фазотрон-НИИР»: МРЛС МФ-2. Общий вид МРЛС МФ-2 для двух диапазонов сканирования представлен на рисунке 1.



Рис. 1. Общий вид МРЛС МФ-2

Структурная схема комбинированной системы мониторинга представлена на рисунке 2.

Стоит заметить, что при подземном расположении трубопровода или ином, при котором затруднено прямое визуальное наблюдение, следует использовать наряду с

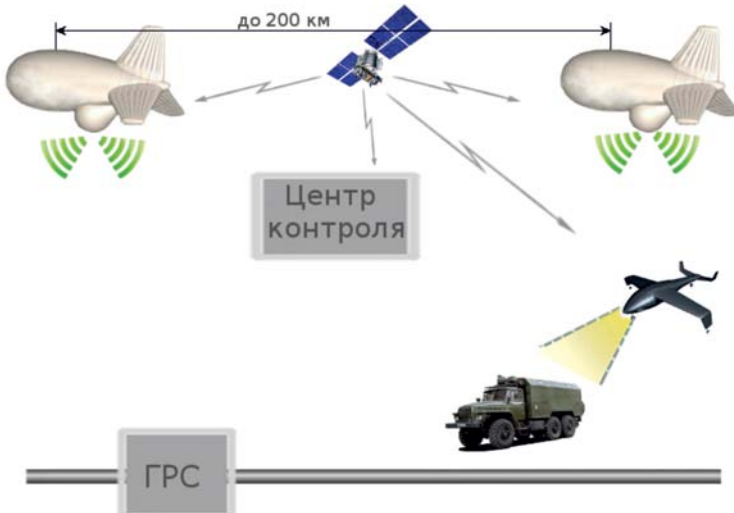


Рис. 2. Структурная схема комбинированной системы мониторинга

визуальными средствами контроля специальные опτικο-электронные средства, позволяющие вести мониторинг даже сквозь землю.

Также планируется использование современных газовых анализаторов (например, лазерный детектор DLS-Pergam, используемый в настоящее время на объектах ОАО «ГАЗПРОМ») для поиска утечек продуктов транспортировки. Также установлено, что для тех же целей можно использовать стандартные тепловизионные ИК-приборы [3].

При организации видеонаблюдения возникла задача минимизации потока данных между центром контроля и БЛА. Оптимальным вариантом является использование видеоаналитической подсистемы для автоматического получения систематизированной информации из видеопотока, получаемого от камер систем видеонаблюдения. Возможности применения видеонаблюдения можно качественно перевести на новый уровень используя современные технологии обработки видеоданных. Тогда система сама сможет оценить возникшее отклонение от нормы и, классифицировав его, сможет даже подсказать оператору список дальнейших действий, а если оператор определенное время не принимает никаких действий, то система должна автоматически выполнить список превентивных действий в зависимости от типа тревоги (например, вызов сотрудников безопасности, либо подача предупреждающих световых, звуковых сигналов от БЛА в сторону нарушителей с целью предотвращения порчи имущества). Для реализации рассмотренных выше возможностей в состав средств получения видеоданных необходимо включить автономного видеоаналитического устройства. Таким образом, обработка данных будет происходить непосредственно на борту БЛА. Такое решение положительно влияет на надежность распределенной системы. К тому же требуется меньший штат операторов в центре контроля.

С учетом внедрения видеоаналитики область применения системы мониторинга расширяется. Каждый БЛА сможет автономно выполнять следующие важные задачи по определению:

- террористической угрозы;
- угрозы вследствие внезапных пожаров, наводнений и т. д.;
- изменения рельефа местности (сползание грунта и т. д.);
- первичного теплового обследования (т. к. БЛА имеет тепловизор);
- контроль соблюдения правил охраны и эксплуатации контролируемых объектов;
- несанкционированной деятельности в охранных зонах;
- построек и сооружений в охранных зонах и др.

### Литература

1. Мокшаев А.Н., Дрошнев В.А. Опыт применения СОУ на трубопроводном транспорте углеводородов [Электронный ресурс] // ООО НПФ «ТОРИ». URL: <http://www.torinsk.ru/publication/32-osp2010.html> (дата обращения 09.11.2012).

2. Новые проекты ОАО «Газпром космические системы» [Электронный ресурс] // ОАО «Газпром космические системы». URL: [http://www.gascom.ru/ru/new\\_projects/smotr/background/index.php](http://www.gascom.ru/ru/new_projects/smotr/background/index.php) (дата обращения 11.11.2012).

3. Врагова Е.В., Складов Л.А. Обнаружение утечек газа из магистральных газопроводов в тепловом поле излучения земной поверхности [Электронный ресурс] URL: <http://it.nsu.ru/node/78> (дата обращения 01.12.2012).

## СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Нагорный А.В.

*Мастер ЛЭС, Омское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В связи со значительной степенью старения газотранспортной системы возникает необходимость проведения большого объема планово-восстановительных работ, как на линейной части, так и на участках, пересекающих водные преграды. В связи с этим обеспечение эксплуатационной надежности газопроводов находится в центре внимания ООО «Газпром трансгаз Томск». Так как зона ответственности ООО «Газпром трансгаз Томск» лежит на территории Сибири и Дальнего Востока, которые изначально богаты водными ресурсами, надежность подводных переходов является важнейшим аспектом в эксплуатации линейной части магистральных газопроводов.

Анализ предаварийных ситуаций и аварий на подводных переходах за последнее десятилетие в отечественной и мировой практике свидетельствует о том, что причинами их возникновения могут быть различные факторы: изгиб на неровностях рельефа дна; случайные механические воздействия якорей, волокуш, проходящих судов; колебания подводных трубопроводов под воздействием потока воды при размывах дна. Одни из таких нагрузок носят случайный и кратковременный характер, другие развиваются во времени и действуют в течение длительного периода. Взаимодействие подводного трубопровода с окружающей средой зависит от степени заглубления его в дно водной преграды, качества несущего материала трубы, состояния изоляции, а также характеристики грунта на дне. Одна из причин аварий подводных переходов – размыв ложа трубопровода в результате эрозии дна. Интенсивность эрозии зависит от характеристик грунта, залегающего на дне водоема. Известно, что ложе водотоков в основном состоит из зернистых грунтов естественного происхождения (пески, галечник), необладающих силами сцепления. При решении задач, связанных с размывом подводных переходов трубопроводов, необходимо знать, как распределяются скорости в придонном слое потока, а также неразмывающие и размывающие скорости. Существует некоторый предел скорости течения, при которой частицы не переносятся потоком воды. Такая скорость течения называется неразмывающей. С некоторой степенью приближения можно определить соотношение между размывающими и неразмывающими скоростями: [1], [5].

Несколько иначе происходит размыв дна, сложенного связными глинистыми породами, которые представляют собой полидинамические системы, состоящие из частиц различной крупности. Наиболее активную роль играют глинистые частицы диаметром менее 0,002 мм, которые составляют 30 % этой системы. Глинистые породы активно взаимодействуют с водой, которая изменяет степень подвижности частиц и их пластичность. Дно русл, сложенных глинистыми грунтами, размывается по-разному, что зависит от режима работы водной преграды. [3]. Еще одна из причин аварий подводных переходов – деформация береговой линии. Изменение прочностных и структурных свойств грунтов в период строительства приводит к

нарушению равновесия береговой зоны. Нередко во время эксплуатации, особенно первоначально, наблюдаются локальные разрушения её, которые являются результатом воздействия водного потока и атмосферных осадков на грунт с нарушенной структурой. Так, характеристики грунтов, из которых сложены берега рек Тром-Еган, Ватинский Еган, Почечуйка, Иртыш, резко изменились через несколько лет после окончания строительства: сопротивление грунта сдвигу уменьшилось в 1,5 раза, сцепление – в 10 раз, а пористость увеличилась в 1,3 раза. Таким образом, взаимодействие подводного перехода трубопровода с окружающей средой – сложное явление. [1], [2].

Из всего выше изложенного, в мировой и отечественной практике применяют следующие способы ремонта. Наиболее распространённый способ защиты подводных трубопроводов от повреждений – устройство каменных отсыпей (Рис.1). При выполнении их на большой площади значительно снижаются размывы, вызываемые течением и волнением воды. При сбрасывании камня необходимо учитывать возможность его сноса течением на расстояние, определяемое по формуле. Где  $H$  – глубина водоема;  $d$  – диаметр камня. Опыт эксплуатации подводных переходов показывает, что во многих случаях набегающие волны причиняют береговым участкам существенные повреждения, поэтому важен правильный выбор крупности щебеночных или галечниковых частиц для обратного фильтра по условиям предупреждения их выносы через пустоты. Для этих целей необходимо использовать следующие формулы: при каменном защитном покрытии при защитном покрытии из железобетонных плит. [2] Необходимость отсыпки определяется плановыми очертаниями реки и её размерами. При малых глубинах и ширине реки она не редко вызывает подпор воды в верхнем бьефе и быстроток в нижнем. Как показал опыт, на многониточных переходах через реки Сибири отсыпка одного трубопровода может привести к возникновению планово-высотных деформаций на других. По этой причине на малых реках меандрирующего типа, защита трубопроводов каменными отсыпками не всегда целесообразна. Один из самых надежных способов защиты магистральных газопроводов – укладка поперек восстановленной отсыпки гибких бетонных матов или габионных конструкций (матов Рено) (Рис.2.) [3],[5].



Рис. 1. Каменная отсыпка



Рис. 2. Гибкие бетонные маты

При проведении внутритрубной дефектоскопии на подводных переходах выявляют крайне опасные дефекты геометрической формы (гофры, вмятины), дефекты

металла (коррозионные, механическое растрескивания, расслоение металла, стресс-коррозия). Среди различных методов ремонта дефектных участков подводных трубопроводов наиболее распространенными являются: 1) Замена дефектного участка подъёмом трубопровода на поверхность. 2) Переукладка подводного перехода. 3) Использование шпунтовых конструкций для крепления стенок котлована с последующим осушением и врезкой катушек. 4) Использование шахтных колодцев для врезки катушки. 5) Сварочные работы под водой. [1], [4], [5].

Остановимся на некоторых из них, а именно, ремонт с подъёмом трубопровода. Ремонт, связанный с вырезкой поврежденных участков, можно выполнить более качественно, если трубопровод поднять на поверхность воды или льда. В летний период подъём осуществляется с помощью плавучих порталных опор, площадок и камеры. Плавучие порталные опоры конструкций Гипроречтранс предназначены для разрезки, центровки и сварки катушки, устанавливаемой взамен поврежденного участка в плавучей камере. Они изготовлены из 4-х универсальных понтонов УП-4, соединённых между собой рамкой. В зимнее время для подъёма трубопровода опорные точки с блоками и лебедками устанавливаются на льду. Данный метод трудоёмкий и металлоёмкий и требует больших затрат, поэтому более перспективными являются работы без подъёма трубопровода на поверхность, выполненные под водой («мокрым способом» или под защитой различного рода устройств, обеспечивающих проведения работ «сухим» способом. При выполнении аварийно-восстановительных работ применяют открытую сварку электродом («мокрая сварка», сварка в атмосфере инертного газа, создаваемой в небольшом прозрачном колпаке, который защищает конец электрододержателя, сварка внутри погружной камеры типа водолазного колокола или кессона, заполняемого воздухом или инертным газом. При ремонте подводных конструкций наибольшее применение находит метод «мокрой сварки»). (Рис.4.) В Институте электросварки им акад. Е.О. Патона создан полуавтомат «Нептун-5». При пользовании им применяют электродную проволоку ППС-АН1, материал сердечника которой обеспечивает создание парогазового пузыря, защищающего столб дуги от непосредственного соприкосновения с водой. Частота образования пузырей – 12–14 колебаний в 1 с. Полуавтомат «Нептун-5» предназначен для сварки открытой дугой малоуглеродистых сталей во всех пространственных положениях как на поверхности, так и под водой на глубине до 60 м. Следует отметить, что при «мокрой» сварке наблюдается большой разброс показателей прочности соединений, водородное трещинообразование в зоне подогрева при использовании малоуглеродистых электродов с эквивалентом по углероду большим 0,4. Швы имеют большую, чем при «сухой» сварке пористость, хотя поры очень тонкие, равномерно распределены по шву и на прочность не оказывают большого влияния. При ликвидации повреждений методом «мокрой» сварки необходимо учитывать нагрузки, испытываемые сварным швом, глубину, на которой будут проводиться работы, мутность и температуру воды, скорость течения. Качество «мокрой» сварки во многом зависит также от опыта сварщика. [2], [4].

Сварка в атмосфере инертного газа, создаваемой в камере, улучшает качество соединения. Однако при повышении парциального давления азота повышается его растворимость в расплавленном металле, что увеличивает хрупкость соединения.



При подводной сварке способом «гидроэвд» используют сухую портативную камеру, заполняемую инертной газовой смесью, (аргона и двуокиси углерода). Корпус камеры изготавливается из органического стекла. К нижней части корпуса крепится сменный присос с уплотнением из пористой резины. Его форма должна быть идентична контуру свариваемой поверхности, что препятствует проникновению воды в камеру. В стенке камеры имеется диафрагма, через которую подаётся сварочный пистолет, соединенный с гибким рукавом, позволяющим манипулировать пистолетом в пределах камеры. Инертный газ поступает в камеру через диффузор гибкого рукава и прокладывается через нее, не влияя на характеристику сварочной дуги, но препятствуя проникновению воды. Накопившиеся газы удаляются из камеры за счет избыточного давления. Поврежденные участки трубопроводов диаметром до 1220 мм можно заменять с помощью универсального кессона. (Рис. 3) [4].



Рис. 3. Универсальный кессон



Рис. 4. Мокрая сварка

Немаловажным фактором на линейной части трубопроводов является состояние гидроизоляции.

В 2003 году впервые в России была применена система подводной изоляции Sea Shield 2000 HD (Рис. 5). Новая технология антикоррозионной защиты подводных трубопроводов Sea Shield 2000 HD – это наиболее надежный, технологичный и перспективный способ подводного ремонта.



Рис. 5. Система SEA SHIELD 2000 HD



Система Sea Shield 2000 HD – 3-х ступенчатая и включает грунтовку-праймер S105, петролатумную ленту и защитный кожух. Система блокирует доступ кислорода и воды к металлу, предотвращая развитие коррозионных процессов. Кожух обеспечивает механическую защиту от повреждений и биологических обрастаний.

Применение современных технологий ремонта подводных переходов обеспечит надежно работу газотранспортной системы России. В текущем году (2012) в Омском ЛПУМГ применялось каменная отсыпка на газопроводе-отводе к ГРС «Таврическая» через р. Иртыш.

ООО «Газпром трансгаз Томск» уделяет всё большее внимание развитию и внедрению отечественных и мировых технологий по ремонту подводных переходов.

### Литература

1. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. Москва: Недра. – 1986 г.
2. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы. Москва: Недра. – 1979
3. Рекомендации по повышению надежности пойменных и русловых участков подводных переходов газопроводов Соленинское – Мессояха – Норильск. М.: ВНИИГАЗ, 1987.
4. СТО Газпром 2-2.3-159-2007 «Инструкция по ремонту подводных газопроводов с использованием установки полуавтоматической сварки УПСС-1» Москва 2007 г.
5. СТО Газпром 2-2.2-457-2010 «Магистральные газопроводы. Правила производства и приемки работ переходов газопроводов через водные преграды, в том числе в условиях крайнего севера» Москва 2010 г.

## ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАГНИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГРС

Новиков В.А.

*Инженер, Курское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Москва»*

Надежность систем трубопроводного транспорта является одним из важнейших факторов стабильности и роста экономического потенциала России. Современные экономические и экологические условия поставили ряд проблем в отрасли эксплуатации объектов транспорта газа: ускорение темпов и повышение качества ремонта, сокращение выбросов в атмосферу и т. д. В то же время для обеспечения надёжной эксплуатации газотранспортной системы требуется решать непростые научные и технические проблемы. Это требует разнообразных технических решений при эксплуатации и ремонте объектов транспорта газа, в т. ч. ГРС. Современные темпы развития науки и техники дают возможность применения новейших технологий, позволяющих перейти на новый уровень технологического обеспечения. Тема данного доклада посвящена магнитным жидкостям.

### **Понятие магнитной жидкости, общие представления о магнитных жидкостях**

Магнитные жидкости (МЖ) это коллоидные растворы (*состоящие из ферромагнитных или ферримангнитных частиц нанометровых размеров, находящихся во взвешенном состоянии в несущей жидкости, в качестве которой обычно выступает органический растворитель или вода*) — вещества, обладающие свойствами более чем одного состояния материи. В данном случае два состояния это твердый металл и жидкость, в которой он содержится. Магнитные жидкости уникальны тем, что высокая текучесть в них сочетается с высокой намагниченностью – во много раз большей, чем у обычных жидкостей (рис. 1). Секрет такой высокой намагниченности заключается в том, что в обычную жидкость, например в керосин (жидкий углеводород), внедряется огромное количество мелких частиц (размер которых около 10 нанометров), которые представляют собой миниатюрные постоянные магниты. Каждая такая частица покрыта тонким слоем защитной оболочки, что предотвращает слипание частиц (рис. 2), а тепловое движение разбрасывает их по всему объему жидкости. Поэтому, в отличие от обычных суспензий частицы в магнитных жидкостях не оседают на дно, и последние могут сохранять свои рабочие характеристики в течение многих лет.

Каждая частица хаотически вращается и перемещается в жидкой среде под действием теплового движения. Внешнее магнитное поле ориентирует магнитные моменты частиц (рис. 3), что приводит к изменению магнитных, реологических и оптических свойств раствора. Высокая чувствительность свойств раствора к внешнему магнитному полю позволяет управлять поведением магнитных жидкостей и использовать их в прикладных задачах в разных отраслях народного хозяйства.

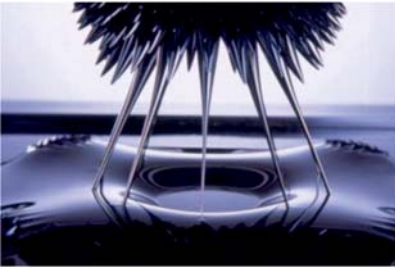
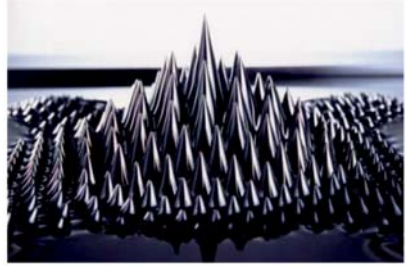


Рис. 1. Магнитные жидкости под влиянием различных магнитных полей

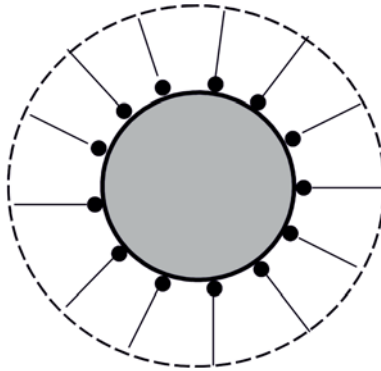


Рис. 2. Схематичное изображение феррочастицы, покрытой поверхностно-активным веществом (ПАВ)

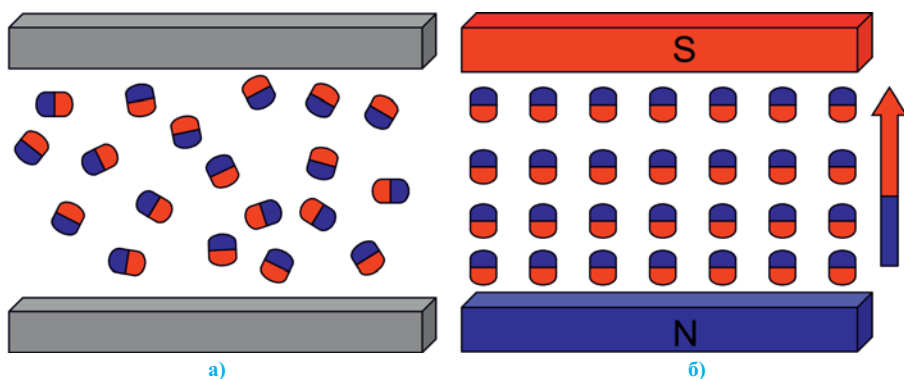


Рис. 3. Положение магнитных частиц в жидкости-носителе:  
а) в отсутствии магнитного поля, б) при воздействии магнитного поля

### Применение магнитных жидкостей

На основе МЖ сегодня создают смазки, удерживаемые магнитным полем в зоне контакта трущихся поверхностей, герметичные подшипники скольжения, подвижные вакуумные уплотнения, удерживающие перепад давлений. Магнитожидкостные уплотнения относятся к бесконтактным щелевым уплотнениям, работающим по принципу гидравлического затвора, в которых магнитная жидкость удерживается магнитным полем в рабочих зазорах между сопрягаемыми деталями. Магнитные жидкости применяют в робототехнике, в переключающих устройствах и клапанах, управляемых магнитным полем. Также широкое применение приобретает использование МЖ в горно-обогатительной отрасли – под воздействием магнитного поля, в зависимости от его силы, в МЖ всплывают породы с различной плотностью. Изу-

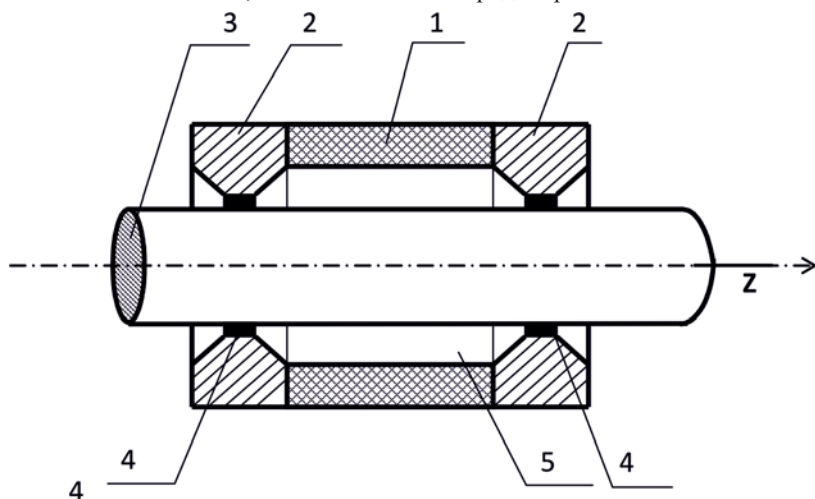


Рис. 4. Схематическое изображение МЖГ: 1 – кольцевой магнит, 2 – полусные наконечники, 3 – вал, 4 – магнитная жидкость, 5 – замкнутая воздушная полость

чается возможность применения МЖ в медицине для направленного транспорта лекарств, герметизации поврежденных участков внутренних органов и т. д. Изобретение магнитных жидкостей и магнитожидкостных герметизаторов (простейшая схема приведена на рис. 4) в начале 60-х годов прошлого века было связано с выполнением космических программ НАСА (в частности, для контроля за движением топлива в ракетном двигателе в условиях невесомости), поэтому магнитные жидкости и магнитожидкостные герметизаторы сразу же нашли применение в космической и вакуумной технике. Сегодня широко применяются автомобильные амортизаторы на основе магнитных жидкостей, которые моментально реагируют на качество дорожного покрытия и меняют жесткость подвески.

### Возможность практического применения магнитных жидкостей при эксплуатации газораспределительных станций.

Группой ученых Курского ГТУ (Юго-Западный ГУ) совместно со специалистом Курского ЛПУМГ был изобретен мембранный насос, где в качестве рабочего элемента используется мембрана из магнитной жидкости с возможностью вертикального перемещения (рис. 5). Предлагается использовать мембранный насос на основе МЖ для одорирования природного газа на ГРС. Мембранный насос, содержащий корпус, внутренний объем которого разделен мембраной на две камеры, верхнюю и нижнюю, в нижней камере размещены впускной и выпускной клапаны, соединенные с магистралями перекачиваемой среды (одоранта), в нижней камере расположена перекачиваемая среда (одорант) с наличием полости между ней и мем-

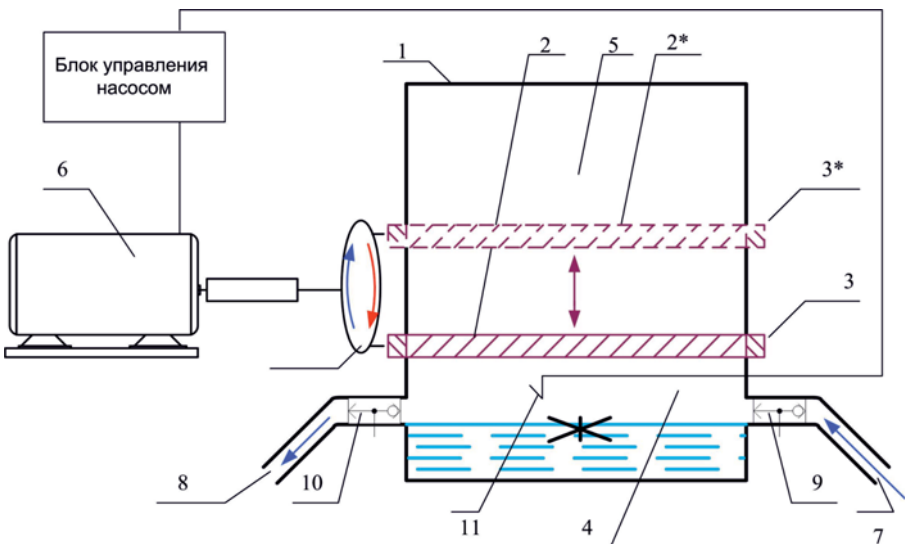
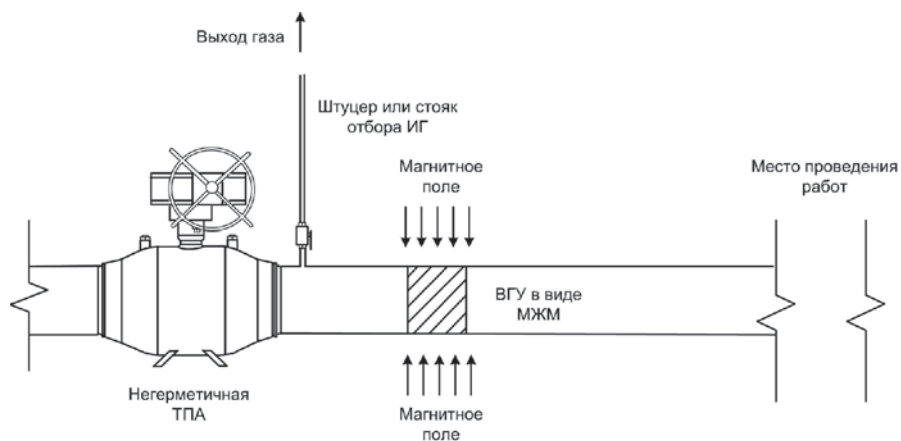


Рис. 5. Мембранный насос. 1 – корпус насоса; 2, 2\* – МЖМ в крайних положениях; 3, 3\* – кольцевой магнит; 4 – нижняя камера; 5 – верхняя камера; 6 – электродвигатель с блоком управления и регулятором скорости; 7 – подводящая магистраль; 8 – отводящая магистраль; 9 – впускной клапан; 10 – выпускной клапан; 11 – датчик давления

браной. Мембрана выполнена из магнитной жидкости, расположенной над магистралью перекачиваемой среды (одоранта) с возможностью вертикального перемещения вверх и вниз и удерживаемой через зазор магнитным полем кольцевого магнита, причем вертикальное перемещение мембраны осуществлено посредством привода, включающего электродвигатель и передачу с зубчатыми колесами и снабжен регулятором, контролирующим скорость вращения в зависимости от расхода и давления одорируемого газа. Использование данного насоса приведет к увеличению точности дозировки в условиях изменяющегося расхода. Главным достоинством данного насоса является максимальная герметичность, возможность самовосстановления (восстановления сплошности) рабочего элемента (мембраны) в случае прорыва (в результате превышения давления), и, как следствие, длительный срок службы без проведения ремонтов.

Использование МЖ как гидрозатвора (рис. 6). Использование МЖ как гидрозатвора (временного герметизирующего устройства) видится как перспектива недалекого будущего. В данном случае применение МЖ целесообразно при проведении огневых и газоопасных работ на объектах ГТС. Введение необходимого количества МЖ в трубопровод и создание в нужном месте магнитного поля позволит создать гидрозатвор и полностью исключить образование газозвушной смеси, обеспечит герметичность, позволит быстро проводить аварийные работы при неисправной (негерметичной) запорной арматуре. Особенностью применения МЖ в данном случае является возможность многократного ее применения, т. к. после проведения работ жидкость насосом или посредством магнитного поля извлекается из трубопровода в специальную тару. Перспективность использования этого метода обосновывается отсутствием сложной автоматики для управлением магнитным полем и отсутствием необходимости сложных расчетов для ее применения. К недостаткам можно отнести невозможность проведения сварочных работ в непосредственной близости от магнитного поля.



**Рис. 6. Использование магнитоожидкостной мембраны (МЖМ) как временного герметизирующего устройства (ВГУ) при проведении работ на объектах ГТС**

При рассмотрении магнитожидкостных герметизаторов большое значение уделяется важнейшей характеристике – критической величине внешнего перепада давления, при превышении которой герметизирующий слой разрушается. Основываясь на способности МЖ изменять вязкость в зависимости от силы магнитного поля, предлагается также использовать МЖ как предохранительный клапан. Предполагается, что столб МЖ определенной высоты в свечном трубопроводе под действием магнитного поля обеспечит дополнительную герметичность и будет выполнять функции предохранительного клапана, регулировка которого осуществляется изменением высоты столба или силы магнитного поля. В любом случае при превышении давления (прорыве гидрозатвора) вся жидкость останется в трубопроводе и моментально восстановит свою работоспособность. Лабораторные опыты с небольшим количеством МЖ и постоянным кольцевым магнитом доказали способность магнитожидкостной мембраны (МЖМ) удерживать перепад давления до 3000 Па, что уже подтверждает возможность ее использования в сетях газопотребления. Использование МЖМ с функцией предохранительного клапана на более высокие давления видится также перспективным направлением, но требует дополнительного изучения и практических исследований.

Одним из направлений использования МЖ на объектах ГТС предлагается использование МЖМ как очистного устройства, посредством которого можно производить очистку полости трубопроводов и вытеснение воды после проведения гидроиспытаний коммуникаций ГРС (МГ, КС) путем введения необходимого количества МЖ в трубопровод и перемещения магнитного поля в необходимом направлении.

В целом изучение и применение МЖ сейчас является важным и перспективным направлением науки, в т. ч. науки нанотехнологий (в основе МЖ используются частицы наноразмеров). Несмотря на относительно высокую стоимость и сложность изготовления, многократность использования и незаурядные физико-химические свойства МЖ открывают большие перспективы для ее использования при эксплуатации объектов газотранспортной системы, в т. ч. ГРС.

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

**Понедельников А.М.**

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Югорск»*

Одной из важнейших задач при эксплуатации опасных производственных объектов является обеспечение промышленной безопасности и эксплуатационной надежности объектов, газотранспортных предприятий. Эффективность и безопасность эксплуатации компрессорных станций, должны обеспечиваться надёжностью оборудования, которая достигается путем своевременного проведения диагностики с целью определения его фактического технического состояния.

Одним из критериев влияющих на комплексную оценку технического состояния оборудования КС является герметичность запорной арматуры.

Технологическая трубопроводная обвязка компрессорных станций включает в себя тысячи единиц запорной арматуры, фланцевых и резьбовых соединений. Обеспечение их герметичности и своевременное выявление утечек природного газа является одной из непростых задач эксплуатационного персонала.

Традиционно утечки метана на КС выявляются следующими способами:

- визуальным осмотром (обнаружение прогрессирующей утечки с отпотеванием или обмерзанием кранового узла);
- обмыливанием (проверка обнаруженных ранее и устраненных утечек);
- использованием газоанализаторов (замер уровня загазованности);
- использованием анемометров (позволяющих определять количества газа сбрасываемого из ТПО КС через свечи).

Практика показывает, что после проведения поиска утечек перечисленными способами остаются не обнаруженными многочисленные утечки. Существенным недостатком применяемых способов контроля является отсутствие возможности визуализации утечки.

По статистическим данным за 2010 год в Обществе потери газа в виде утечек по КЦ составили более 11000 м<sup>3</sup>/сутки. Нарастающий объем технологических потерь газа в год при не устранении этих утечек, составит более 4 млн. м<sup>3</sup>. И это данные только по выявленным местам разгерметизации.

На линейной части вопрос поиска утечек метана решен путем проведения воздушного патрулирования с применением лазерных локаторов. Обнаруженные утечки фиксируются прибором и сохраняются в виде данных с координатами в системе глобального позиционирования.

На ТПО КС данный метод не применим по следующим причинам:

1. Запрет на передвижение воздушных судов в пространстве над КС;
2. Отсутствие возможности точной локализации места утечки (GPS приборы имеют погрешность определения широты и долготы системы координат около 10 метров).



Выполняя работы по обследованию энергооборудования и теплотехнического состояния зданий, специалистами ИТЦ была проверена возможность применения теплового метода контроля для поиска утечек газа.

В ходе опробования метода было обследовано 10 компрессорных цехов в разных филиалах Общества. По результатам выявлено более 100 мест утечек газа.

В процессе обследования был накоплен определенный опыт и выработан ряд диагностических признаков по обнаружению утечек.

Технология проведения тепловизионной диагностики запорной арматуры КС предусматривает обследование всего оборудования находящегося в эксплуатации. Диагностическим признаком при обнаружении утечек газа с применением теплового метода является значительное понижение температуры в месте утечки газа вследствие дроссельного эффекта.

Инфракрасная камера (тепловизор) по техническим характеристикам имеет возможность визуализировать утечку в инфракрасном спектре в связи с изменением температуры излучения на контролируемом оборудовании. В этом случае возможно использование механизма пассивного теплового контроля. Этот механизм позволяет обнаружить дефект (в нашем случае утечку газа) без дополнительного температурного воздействия на объект контроля.

Вашему вниманию представлены термограмма герметичной и не герметичной запорной арматуры. С помощью инфракрасной камеры регистрируется значение температурного поля в местах контроля. При выявлении температурных аномалий проводится более детальное обследование обнаруженных отклонений.

Когда дефект точно идентифицирован и инфракрасное изображение свидетельствует о наличии аномальной области с пониженной температурой, специалистом фиксируются значения перепада температур. Термограмма с обнаруженным дефектом (утечкой) сохраняется.

Для более чёткого определения места разгерметизации параллельно с тепловизионной съемкой выполняется фотографирование объекта под тем же ракурсом. Сопоставление термограммы и фотографии узла облегчает анализ полученных результатов диагностики. В результате обследования формируется карта температурных аномалий в виде термограмм и цифровых фотографий, которые можно охарактеризовать как утечки газа.

Следует отметить, что в условиях эксплуатации компрессорных станций, кроме явно проявляющихся «внешних» утечек газа через не плотности, существуют ещё, так называемые, «скрытые или внутренние» утечки, связанные с потерей герметичности самого запорного органа (кран, задвижка, вентиль).

Для классификации таких утечек, на «внутренние» и «внешние» по ранее выявленным местам с температурными аномалиями, следует использовать дополнительные данные:

- положение запорного органа «открыто» или «закрыто»;
- направление движения газа в ТПО;
- место расположения обнаруженной температурной аномалии на обследуемом узле.

Для «внутренней» утечки характерны следующие диагностические признаки:

- положение вентиля в состоянии «закрыто»;

- очаг пониженной температуры на корпусе вентиля со стороны выхода (движение газа слева на право).

Для «внешней» утечки характерны следующие диагностические признаки:

- положение запорно-регулирующей арматуры не принципиально («открыто» или «закрыто»);
- очаг температурной аномалии в местах фланцевых, муфтовых соединений и уплотнений шпинделей запорной арматуры.

Специалистами ИТЦ разработан следующий алгоритм обследования запорной арматуры ТПО КС с применением теплового метода неразрушающего контроля:

- подготовка к обследованию с изучением документации;
- проведение обследования инфракрасной камерой (тепловизором);
- фотографирование цифровой камерой обнаруженных мест температурных аномалий;
- сопоставление термограмм и фотографий;
- анализ полученных данных;
- классификация обнаруженных утечек газа;
- подготовка заключений и рекомендаций;
- предоставление отчета руководству линейно-производственного управления.

Для подтверждения характерных диагностических признаков классификации утечек было проведено дублирующее обследование оборудования инфракрасной камерой с техническими характеристиками позволяющими визуализировать газ.

В заключении хотелось бы отметить, что данный метод выявления утечек газа по запорной арматуре КС позволит снизить технологические потери транспортируемого газа, а так же уменьшить количество отказов, причиной которых может быть не герметичность запорной арматуры.

Использование данных тепловизионной диагностики при планировании ремонтов запорной арматуры на КС даст возможность оптимизировать объемы затрат на работы и оценить качество проделанной работы.

В эксплуатации служб филиалов Общества имеются тепловизоры разных марок и типов. У специалистов контроля накоплен большой опыт в проведении тепловизионного обследования, который успешно применяется для диагностики энергооборудования и определения теплотехнического состояния зданий и сооружений. В Инженерно-техническом центре ООО «Газпром трансгаз Югорск» разработаны методические рекомендации «Проведение тепловизионного (инфракрасного) обследования запорной арматуры трубопроводной обвязки магистральных газопроводов, компрессорных станций и газораспределительных станций». На основании положений «Методических рекомендаций...» инфракрасные приборы, находящиеся в эксплуатации необходимо применять для выявления утечек газа на ТПА.

Данный метод обнаружения утечек газа не только эффективен, но и полностью безопасен для применения на опасных производственных объектах транспорта газа. Внедрение этого метода даст возможность для постоянного мониторинга запорной арматуры КС, с целью оценки технического состояния и обнаружения не только прогрессирующих, но и утечек на ранней стадии развития.

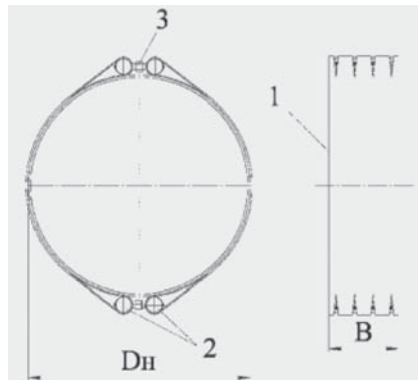
## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РЕМОНТНЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ МУФТ РСМ ДЛЯ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Разгуляев Н.П.

*Магистрант, Институт природных ресурсов,  
Томский политехнический университет*

В настоящее время возраст эксплуатируемых магистральных газопроводов Западной Сибири составляет в среднем 30 лет. Понятно, что труба постепенно приближается к выработке своего ресурса – и, как следствие, на трубопроводе возникает все больше дефектов различного характера. Объемы проведения ремонтных работ на дефектных участках действующих газопроводов с годами лишь возрастают, требуя все более значительные количества материалов и трудовых ресурсов. Особенно велики затраты на производство ремонтных работ методом вырезки и замены катушек и труб. К тому же, с применением вырезки заменяемая протяженность труб несоизмеримо выше протяженности участков с опасными дефектами. К примеру, статистический анализ данных внутритрубной дефектоскопии и ремонта газопроводов ООО «Севергазпром» за 2001–2004 гг. показал, что из зафиксированных дефектов общим числом 110637 ед. отремонтировано 14700 ед. (13,3 %), при этом заменено 36 км трубы, т. е. на каждый дефект приходился участок трубы длиной 2,45 м. В то же время фактические данные по обследованию дефектных участков показывают, что 72 % дефектов, требующих ремонта, имеют длину по оси трубы менее 300 мм, т. е. для их ремонта могут быть использованы сравнительно «узкие» муфты, перекрывающие размер дефекта по оси трубы до 300 мм.

Еще одним вариантом поддержания работоспособности газопроводов являются муфтовые технологии ремонта. Основная экономия достигается за счет того, что исключается необходимость вырезки участков трубопроводов путем установки муфт с вышлифовкой неопасных дефектов. Наибольшее применение на данный момент нашли стальные обжимные муфты, но у них имеется значительный недостаток – при установке таких муфт под давлением, близким по уровню к действующему в данном сечении трубопровода, силовой эффект муфты практически не проявляется, поэтому остается уповать лишь на надежность кольцевых монтажных швов, связывающих стенку трубопровода с муфтами. При этом следует учесть, что выполнение торцовых швов по круговой образующей требует высокой квалификации персонала и занимает значительную



**Рис. 1.** Конструктивная схема ремонтной стеклопластиковой муфты РСМ: 1 – стеклопластиковое полотно; 2 – стальные оси шарнирно-резьбового соединения; 3 – болты, обеспечивающие натяжение при сборке

часть общего времени монтажных работ. И, помимо всего прочего, стоит упомянуть объемы земляных работ и масштабы привлечения специальной и тяжелой техники, трудовых ресурсов в процессе монтажа данного типа муфты. Все вышесказанное можно также применить и к композитным муфтам КМТ.

Стремясь исключить из процесса ремонта участие тяжелой техники, разработчики ремонтных конструкций обратили свое внимание на композиционные материалы. Плотность стеклопластика в 4 раза ниже плотности стали, но при этом предел прочности выше предела прочности стали в 2 раза. Первой конструкцией для ремонта с применением рулонного стеклопластика предложила компания «Аргус Лимитед» (США). Ее специалисты разработали способ ремонта с помощью манжеты Clock Spring («часовая пружина»). Суть его заключается в том, что на дефектный участок устанавливается бандаж из рулонированного стеклопластика путем намотки чрез клеевой состав. Лента стеклопластика изготовлена из однонаправленного высокомодульного стеклоровинга, что позволяет приблизить ее по модулю упругости к стали. Но у данной системы ремонта есть один серьезный недостаток – невозможность создать значительное натяжения при установке.

Одной из последних разработок в сфере ремонтных композитных муфт, является муфта типа РСМ (Рис. 1). Основное ее отличие от существующих аналогов – принципиально новый узел затяжки в каждом разъеме муфты (Рис. 2), который позволяет создавать значительные усилия натяжения – до 500 кН. Муфта содержит две полумуфты 1, 2 выполненные из стеклопластикового полотна прямоугольного поперечного сечения. С целью исключения возникновения изгибающих моментов в полотне полумуфт и узле затяжки, концевые участки полумуфт выполнены в виде петлевых захватов 3, куда заложены круглые стальные стержни (оси) 4. В этих стержнях образованы квадратные углубления, содержащие гайки 5 с шайбами 6 без возможности поворота в процессе затяжки болтов 7. Болты 7 выполнены из двух стержней с правой и левой резьбой, соединенными шестигранной головкой под ключ. Полости в петлях 3 заполнены инертной массой 8, например, вспененным полиуретаном, предотвращающим попадание в эти полости влаги и грязи. Для компенсации

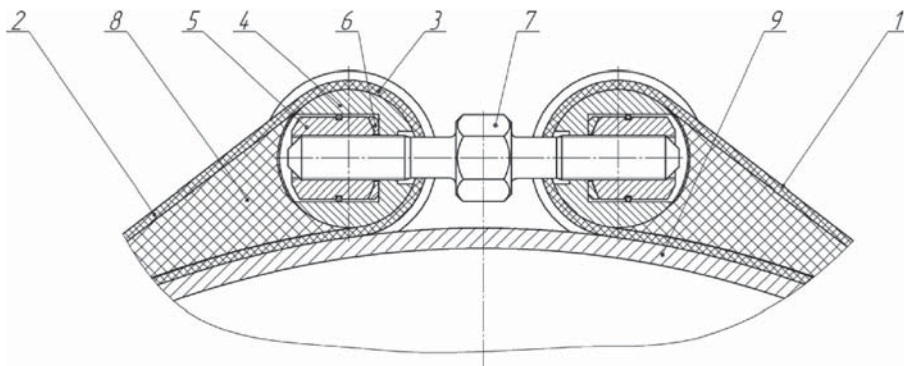


Рис. 2. Конструктивная схема затяжки муфты типа РСМ.

1- правая полумуфта; 2 – левая полумуфта; 3 – петлевой захват; 4 – стержень (ось);  
5 – гайка; 2- 6 – шайба; 7 – болт; 8 – вспененный полиуретан; 9 – стенка трубы

неизбежных при изготовлении и монтаже муфты перекосов болтов и устранения в них изгибных напряжений, контактирующие поверхности шайб 6 и гаек 5 выполнены сферическими.

Для реализации рассмотренной конструктивной схемы в виде изделия и одновременно получения полотна повышенной прочности разработана технология однонаправленной намотки стекловолокна с пропиткой его связующим типа эпоксидного компаунда. Перед полимеризацией в полотне создают предварительное натяжение, составляющее до 15 % разрывной нагрузки. Такая технология обеспечивает высокую прочность полотна муфты – до 800 МПа.

Эффективность установки муфты заключается в следующем. После затяжки болтов стеклопластиковая лента плотно охватывает трубопровод, причем в зоне дефекта создается повышенное контактное давление, которое разгружает стенку трубы от изгиба, а кольцевые напряжения снижаются за счет равномерного контактного давления, компенсирующего часть рабочего давления перекачиваемого продукта. При этом прочность дефектной трубы возрастает до уровня бездефектной, тем самым повышается надежность эксплуатации трубопровода без применения вырезки дефектного участка и связанных с ней потерь перекачиваемого продукта и экологических нарушений в природной среде.

Таким образом, разработанная муфта для ремонта трубопровода и способ ее установки обеспечивают более надежную защиту дефектного участка от нагрузок, чем известные решения, требуют меньшего расхода материалов и трудозатрат при установке.

Данные муфты уже нашли практическое применение в ООО «Севергазпром» – на ремонтируемом участке трубопровода «Ухта – Торжок 2» были установлены три муфты РСМ-1220 (Рис. 3).

Дефекты представляли собой вмятины диаметром до 300 мм, глубиной до 7 мм. Момент затяжки болтовых соединений составил в среднем 450 Нм. После установки муфты болтовые соединения покрыли антикоррозионной смазкой типа «Литол», затем в процессе изоляции ремонтируемого участка газопровода муфту защитили битумной изоляцией и траншею засыпали.

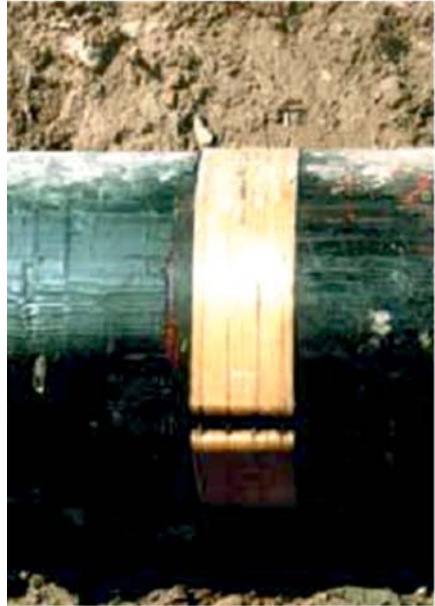


Рис. 3. Муфта РСМ-1220, установленная на ремонтируемый участок МГ «Ухта – Торжок 2», км 17

Через 21 месяц эксплуатации в подземных условиях участок раскопали, муфту демонтировали (рис. 4).



Рис. 4. Демонтаж муфты РСМ

В результате освидетельствования муфты РСМ получили следующие данные:

- муфта полностью сохранила свой внешний вид, набухание полотна не обнаружено;
- коррозия металлических деталей в разьемах муфты отсутствует;
- на зачищенных площадках поверхности трубы следов коррозии не обнаружено, металлический блеск сохранился;
- крутящие моменты в начале отвинчивания болтов выросли по сравнению с исходными при установке в среднем на 29 %.

Важным методом подтверждения эффективности муфт явилось испытание на циклическое нагружение внутренним давлением трубных образцов с установленными на дефекты муфтами РСМ. Определялось число циклов нагрузки до разрушения

трубного образца. Для ужесточения режима испытаний реальную диаграмму многолетнего изменения давления заменяли переменной нагрузкой в режиме  $0 \div P_{\text{раб}}$ , где  $P_{\text{раб}}$  – максимальное (проектное) рабочее давление в газопроводе. Был испытан трубный образец диаметром 1020x14 с трещиноподобным искусственным дефектом глубиной 7,0 мм, перекрытым муфтой РСМ-1020. Образец был испытан в режиме циклического нагружения давлением в диапазоне  $0 \div 7,4$  МПа. Дефектная стенка обоих труб выдержала запланированное число циклов  $n = 11500$  без разрыва, что с пятикратным запасом перекрывает циклическую нагрузку от изменения внутреннего давления в течение 30 лет эксплуатации.

Итак, эффективность примененных РСМ доказывается следующими показателями:

- значительное повышение несущей способности дефектного участка газопровода по значению разрушающего давления и в режиме эксплуатационного давления;
- увеличение в разы прочностного ресурса дефектного участка по числу циклов изменения внутреннего давления до разрушения в режиме  $0 \div P_{\text{раб}}$ , где  $P_{\text{раб}}$  – максимальное рабочее давление газа;
- надежная защита металла трубы от коррозионного воздействия грунтовой среды при эксплуатации;
- быстрота и безопасность установки муфты на дефектное место.

Весь процесс установки одной муфты, включая заделку вмятины, составляет 60–70 мин. При этом не используются подъемные механизмы. Отсутствие огневых



работ при установке муфт РСМ в отличие от сварных муфт повышает безопасность технологии монтажа РСМ.

В общем, использование муфт РСМ характеризуется следующими преимуществами:

- упрочнение трубопровода и снятие напряжений металла;
- высокая прочность (коэфф. усиления достигает 2,08);
- стабильность работы в условиях циклических нагрузок (изменения давления в трубопроводе);
- простота и удобство монтажа в полевых условиях;
- возможность монтажа без остановки перекачки продукта
- высокая коррозионная стойкость;
- блокирование развития коррозионных дефектов;
- небольшой вес;
- удобство хранения и транспортировки;
- сравнительно невысокая стоимость комплекса работ

Таким образом, стеклопластиковые муфты с болтовой затяжкой типа РСМ рекомендовали себя эффективным средством ремонта магистральных газопроводов с перспективой расширения объемов применения на других газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром», а также на нефтепродуктопроводах и конденсатопроводах. Данное изделие уже включено в реестр ОАО «Газпром», вышло соответствующее распоряжение ОАО «Газпром» от 23.01.07 г. № 03/0800/4-329 по всем предприятиям отрасли о разрешении опытно-промышленной эксплуатации муфт РСМ по ТУ 2296-002-46774250-2003, Изм. № 1, для него разработан СТО Газпром 2-2.3-335-2009 Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой.

Подводя итог, следует указать на то, что муфты типа РСМ являются особенно актуальными для применения на объектах ООО «Газпром трансгаз Томск», ведь трубопроводы Томской, Новосибирской, Кемеровской областей были проложены еще в 70–80-е года XX века, а значит, как уже говорилось в начале статьи, практически исчерпали свой ресурс и требуют больших объемов ремонта.

### **Литература**

1. Яковлев А., Романцов С., Шарыгин А., Шарыгин В. Опыт внедрения стеклопластиковых муфт с резьбовой затяжкой типа РСМ, используемых для ремонта газопроводов на объектах ООО «Севергазпром» – Журнал «Территория – нефтегаз» № 9 за 2007 год.
2. Смирнов А., Пономарев А., Шарыгин В, Попков А. Стеклопластиковые муфты – преимущества, недостатки, направления совершенствования и расширения области применения – Журнал «Сфера – нефтегаз» № 4 за 2011 год.
3. Юдин В., Лещенко В., Винокуров В. УКМТ – новое слово в ремонте трубопровода – Журнал «Сфера – нефтегаз» № 1 за 2011 год.
4. Шарыгин А., Кашуба М., Романцов С. Оценка силовой эффективности ремонта локальных поверхностных дефектов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой – Журнал «Экспозиция нефть газ» № 6 за 2011 год.

5. СТО Газпром 2-2.3-335-2009 Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой

6. ВСН 39-1.10-001-99 Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами.

7. Романцов С. Разработка конструкций стеклопластиковых муфт и методов расчета их работоспособности при ремонте газопроводов – диссертация на соискание степени к.т.н., 2006 год, Москва



## РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОЦЕНКИ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА ПОСРЕДСТВОМ КОНТАКТНОГО ДЕФОРМИРОВАНИЯ

Слюсарев М.В.

*Инженер, Лаборатория коррозионного мониторинга, Газпром трансгаз Волгоград*

Слюсарева О.Ф.

*Главный инженер, ООО «НТЦ «Резонанс»*

**Научный руководитель: Барон А.А. профессор, д.т.н.**

В рамках настоящей работы разработан метод оценки трещиностойкости, который предлагается использовать при врезке катушек, врезке технологических отверстий и при контроле аномальных сварных соединений на линейной части магистральных газопроводов для предупреждения образования трещин.

Надёжная работа линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) зависит от многих факторов. Одним из них является способность материала сопротивляться растрескиванию, возникающему под действием внутренних процессов, происходящих в металле. Реальный металл всегда имеет трещины и трещиноподобные дефекты, растущие во времени под действием циклических нагрузок.

Одним из наиболее развитых неразрушающих методов оценки состояния металла оборудования, находящегося в эксплуатации, является метод контактного деформирования. О возможности сопоставления данных, полученных при контактном деформировании и при испытаниях на ударную вязкость, говорят результаты, приведенные в работе [1]. Они свидетельствуют, что даже самому хрупкому разрушению предшествует локальная пластическая деформация у основания надреза.

Для исследования были использованы образцы с трещиноподобными дефектами из металла труб, вырезанных с длительно эксплуатируемого МГ «Уренгой-Новопсков». По результатам внутритрубной диагностики на участке МГ «Уренгой-Новопсков» Бубновского ЛПУ МГ было обнаружено около 500 аномальных сварных соединений. Группой контроля качества Инженерного центра ООО «Газпром трансгаз Волгоград» был проведён дополнительный контроль (визуальный и измерительный, ультразвуковой, рентгенографический), в результате чего мы обнаружили ряд трещин и трещиноподобных дефектов. Участки с дефектными местами были вырезаны в ходе ППР и исследованы в данной работе (рис. 1.1–1.2).



**Рис. 1.1. Образец с трещиной участка газопровода**



Рис. 1.2. Рентгеновский снимок сварного соединения вырезанного образца

### Характеристики объекта исследования:

Диаметр МГ – 1420 мм; Толщина стенки – 16,5 мм; Изоляция пленочная – поликен 1,6–2 мм; Фактическое давление – 59, 4 кг/см<sup>2</sup>; Температура природного газа в трубе – 30,3 °С; Воздействие почвы – глина, суглинок, грунтовые воды; Залегание трубы от поверхности 1,5 метра; Трубопровод эксплуатируется с 1982 года – 29 лет (254040 часов).

Механические испытания образцов были выполнены на базе ООО «НТЦ «Резонанс» в соответствии с ГОСТ 6996-66, ГОСТ 1497-84 и ГОСТ 945478. Химический состав стали определялся с использованием рентгено-флуорисцентного анализатора X-MET5100/5000.

Далее были проведены эксперименты по контактному деформированию указанных образцов сталей индентором диаметром 5 мм при различных нагрузках (от 147 до 11875 Н) и температурах (от 77 К до 293 К) на приборах ТШ-2 (Бринелль) и ТК-2 (Роквелл).

На следующем этапе были построены зависимости  $P = f(d^2)$ ,  $P = f(h_{\text{вос}})$  и  $HM = f(h_{\text{вос}})$ .

Здесь НМ – твердость по Мейеру, определяемая как:

$$HM = P / (\pi d^2 / 4) \quad (1.1)$$

Глубину восстановленного отпечатка  $h_{\text{вос}}$  здесь определяли как

$$h_{\text{вос}} = \frac{D - \sqrt{D^2 - d^2}}{2} - \frac{0,628 \cdot P}{10000 \cdot d} \quad (1.2)$$

При вдавливании материал испытывает всестороннее сжатие, поэтому разрушение не происходит. Однако литературные данные свидетельствуют, что степень трехосности напряженного состояния в вершине трещины при разрушении и в центре контакта сферического индентора с образцом сопоставимы. Поэтому материал под индентором испытывает степень стеснения пластической деформации близкую к той, что реализуется в вершине трещины. Следовательно, энергия деформации в центре отпечатка индентора сопоставима с энергией деформации перед вершиной трещины. Предполагаем, что условия разрушения возникают тогда, когда напряжение  $\sigma_z$  в центре отпечатка превысит критическое напряжение хрупкого разрушения материала  $\sigma_f$ . Хотя иногда за  $\sigma_f$  принимают наименьшее значение  $S_k$  при 77К, это не совсем точно, поскольку у многих сталей значения  $\sigma_f$ ,  $\sigma_s$  и  $S_k$  при 77К не совпадают. Действительные значения  $\sigma_f$  могут быть существенно больше. Поэтому за разрушающее напряжение  $\sigma_f$  в первом приближении принимали значение удельного

давления  $p_0$  в центре контакта при 77 К. Величина  $\sigma_z$  в центре контакта равна удельному давлению  $p_0$  в этой точке и равна приблизительно (1...1,2) НМ. Поэтому за разрушающее напряжение  $\sigma_f$  в первом приближении принимали значение твердости по Мейеру при нагрузке 150 Н при 77 К, которое получило название критического напряжения  $\sigma_{кр}$ . Если  $\sigma_{кр}$  известно, как функция глубины отпечатка, то можно рассчитать глубину  $h_{кр}$ , затем найти критическую энергию вдавливания

$$U_{кр} = \int_0^{h_{кр}} HM(h) dh \quad (1.3)$$

Диаметр отпечатка, необходимый для вычисления величины  $HM$ , рассчитывается как  $d = 2\sqrt{Dh - h^2}$ . Здесь  $h$  – геометрическая глубина отпечатка. Критическую нагрузку можно рассчитать по зависимости нагрузка – глубина восстановленного отпечатка, т. е.  $P = \gamma h_{вос}$  (рис. 1.3 – 1.5). Тогда

$$U_{кр} = \int_0^{h_{кр}} \frac{\gamma \cdot h}{\pi \cdot (Dh - h^2)} dh = \frac{\gamma}{\pi} \cdot \ln \left[ \frac{D}{(D - h_{кр})} \right] \quad (1.4)$$

Критическая энергия вдавливания – это энергия, затраченная на создание остаточного отпечатка, для которого давление в центре контакта в первом приближении соответствует разрушающему напряжению  $\sigma_f$ .

Далее для определения критической энергии вдавливания  $U_{кр}$  по результатам, приведенным в табл. 1.3, строили зависимости твердости по Мейеру от глубины

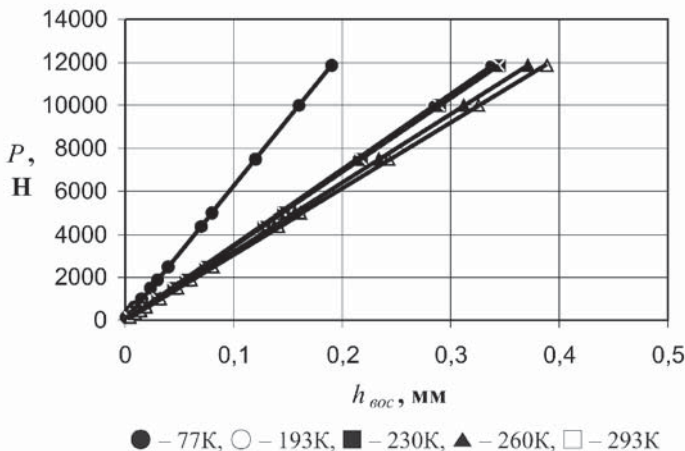


Рис. 1.3. Зависимость нагрузки  $P$  от глубины восстановленного отпечатка для стали 17 гС

восстановленного отпечатка  $HM = f(h_{вос})$  при каждой температуре (рис. 1.4). В первом приближении эти зависимости аппроксимировали прямыми линиями.

На графике рис. 1.3 путем пересечения горизонтальной секущей, имеющей ординату, равную величине разрушающего напряжения  $\sigma_{кр}$  и прямых  $HM(h_{вос})$ , получали значения критической глубины восстановленного отпечатка  $h_{кр}$ , соответствующей критическому значению твердости по Мейеру  $\sigma_{кр}$ . Далее рассчитывали критическую энергию вдавливания  $U_{кр}$  согласно выражению (1.4).

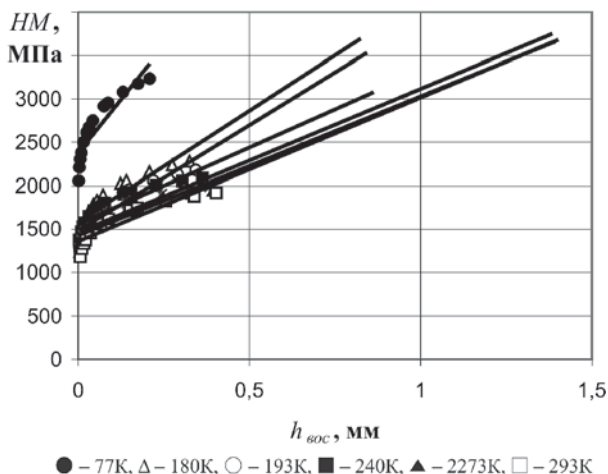


Рис. 1.4. Зависимость твердости по Мейеру от глубины восстановленного отпечатка для стали 17 ГС

Затем были сопоставлены результаты определения критической энергии вдавливания  $U_{кр}$  и ударной вязкости  $KCV$  в температурном интервале от 77 до 293 К для указанных сталей: 17 ГС, 17 ГС-У, 10 Г2ФБ. Ударную вязкость определяли по стандартной методике ГОСТ 9454.

Результаты расчетов (рис. 1.5) свидетельствуют о существовании линейной зависимости между величиной критической энергии вдавливания  $U_{кр}$  и величиной ударной вязкости во всем интервале температур для каждой стали (рис. 1.5).

Зависимости между величинами критической энергии вдавливания и величинами ударной вязкости для сталей 10 Г2ФБ, 17 ГС и 17 ГС-У представлены соответственно уравнениями:

$$KCV = 0,118 \cdot U_{кр} - 85,039 \quad (1.6)$$

$$KCV = 0,105 \cdot U_{кр} - 22,62 \quad (1.7)$$

$$KCV = 0,382 \cdot U_{кр} - 111,74 \quad (1.8)$$

Анализ полученных данных позволил выявить ряд закономерностей. Результаты расчетов свидетельствуют о существовании линейной зависимости между величиной критической энергии вдавливания  $U_{кр}$  и величиной ударной вязкости  $KCV$  во всем интервале температур. Расчеты показывают, что углы наклона прямых  $KCV = f(U_{кр})$  зависят от величины истинного сопротивления разрыву,  $S_k$  при 77 К для каждой стали соответственно.

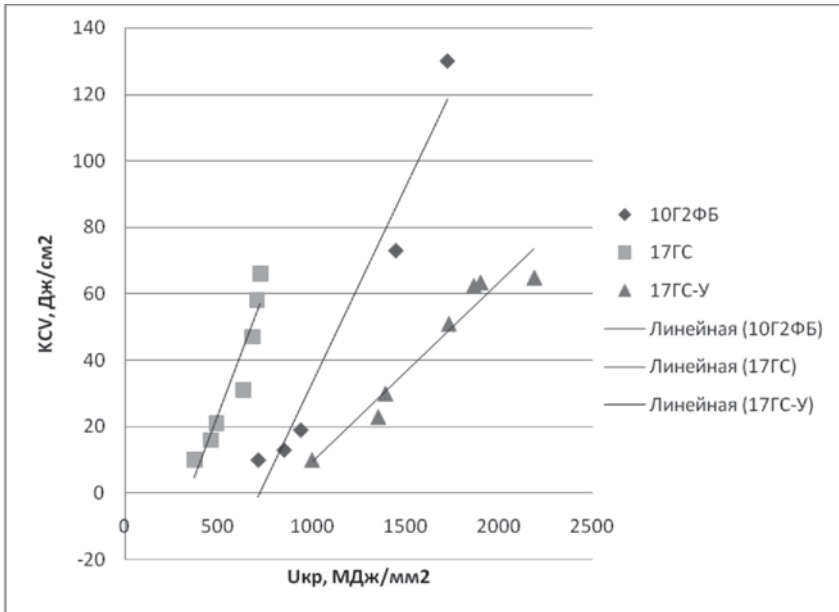


Рис. 1.5. Зависимость между критической энергией вдавливания  $U_{кр}$  и ударной вязкостью КСУ

Полученные в данной работе результаты позволяют предложить экспресс метод оценки трещиностойкости сварного соединения линейной части магистрального трубопровода посредством контактного деформирования.

В настоящее время идет работа над созданием опытного образца участка трубопровода с двумя технологическими отверстиями с трещиноподобными дефектами. Создана программа испытания для проверки метода при различных давлениях.

### Основные результаты работы

1. Проведено исследование объектов с использованием методов неразрушающего контроля (акустическая диагностика, рентгенографический анализ, химический анализ), механические испытания и металлографический анализ.
2. Исследована связь между истинным сопротивлением отрыву  $S_k$  и интенсивностью напряжений  $\sigma_i$  при вдавливании в центре отпечатка сферического индентора. Установлена линейная зависимость истинного сопротивления отрыву  $S_k$  от интенсивности напряжений  $\sigma_i$  в центре контакта при 77К.
3. Показано значение параметра критической энергии вдавливания для определения склонности к хрупкому разрушению. Обнаружена линейная зависимость ударной вязкости от критической энергии вдавливания металла трубы ЛЧМГ в широком интервале температур.
4. Установлена линейная зависимость трещиностойкости  $K_{Ic}$  от критической энергии вдавливания металла трубы ЛЧМГ в широком интервале температур.

5. Обоснована возможность и разработана методика расчета критической энергии вдавливания  $U_{кр}$  и через параметры, определяемые при контактном деформировании.

6. Экспериментальная проверка метода свидетельствует, что погрешность определения ударной вязкости и трещиностойкости по предложенному методу не превышает 30 %.

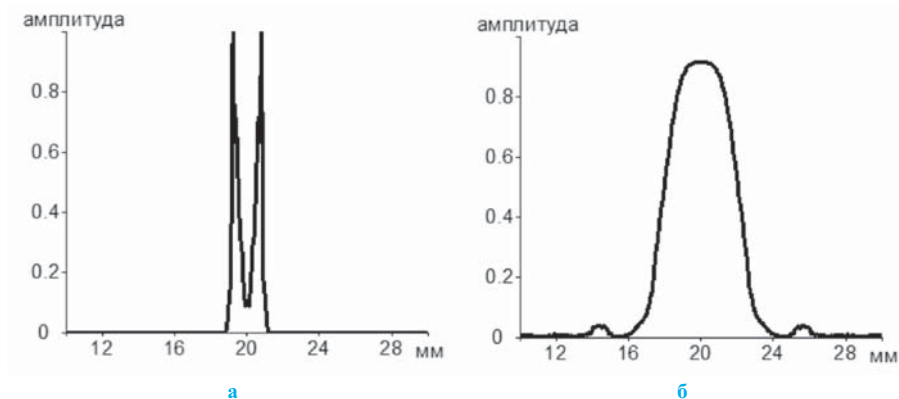
### Литература

1. Пестриков В.М., Морозов Е.М. Механика разрушения твёрдых тел. – СПб.: Профессия, 2002. – 320 с.

## МНОГОКАНАЛЬНАЯ УЛЬТРАЗВУКОВАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТОВ

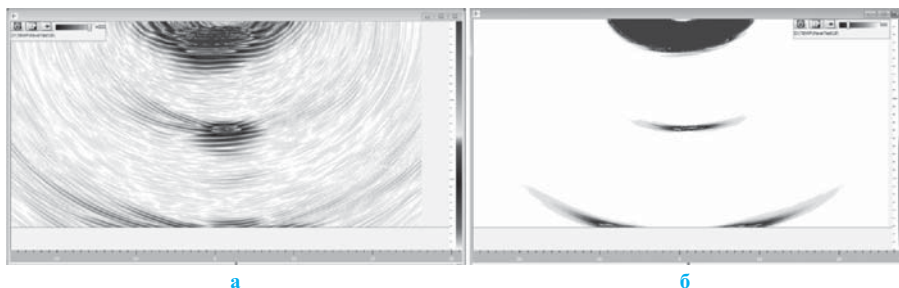
Солдатов А.И., Селезнев А.И., Квасников К.Г.,  
Солдатов А.А., Потапенко А.А.  
*Студенты, Институт неразрушающего контроля,  
Томский политехнический университет*

Существующие многоканальные системы ультразвукового контроля основаны на использовании традиционной технологии сканирования лучом методом фазированной решетки. Эта технология не позволяет получить высокое разрешение при контроле, которое определяется шириной главного лепестка диаграммы направленности антенной решетки. Увеличение разрешающей способности возможно путем увеличения количества элементов в решетке, однако это приводит к увеличению размеров самой решетки и количеству каналов обработки данных, что в разы повышает стоимость оборудования. Усилиями коллектива в последние годы создана прорывная технология УЗ контроля, которая основана на использовании миграционного метода Кирхгофа и компьютерной обработки данных с реализацией принципа сверхразрешения и количественной трехмерной визуализацией дефектов в режиме реального времени. Реализация принципа сверхразрешения позволила существенно уменьшить ширину главного лепестка диаграммы направленности антенной решетки. На рис. 1 Показаны результаты контроля двух дефектов размером 0,3 мм, расположенных на расстоянии 2,4 мм друг от друга. Использование принципа сверхразрешения позволяет их видеть отдельно (рис.1 а), в то время как обычным методом два дефекта отображаются как один (рис.1 б).



**Рис. 1. Результат контроля двух дефектов размером 0,3 мм, расположенных на расстоянии 2,4 мм друг от друга:**  
**а – с использованием принципа сверхразрешения, б – обычным методом**

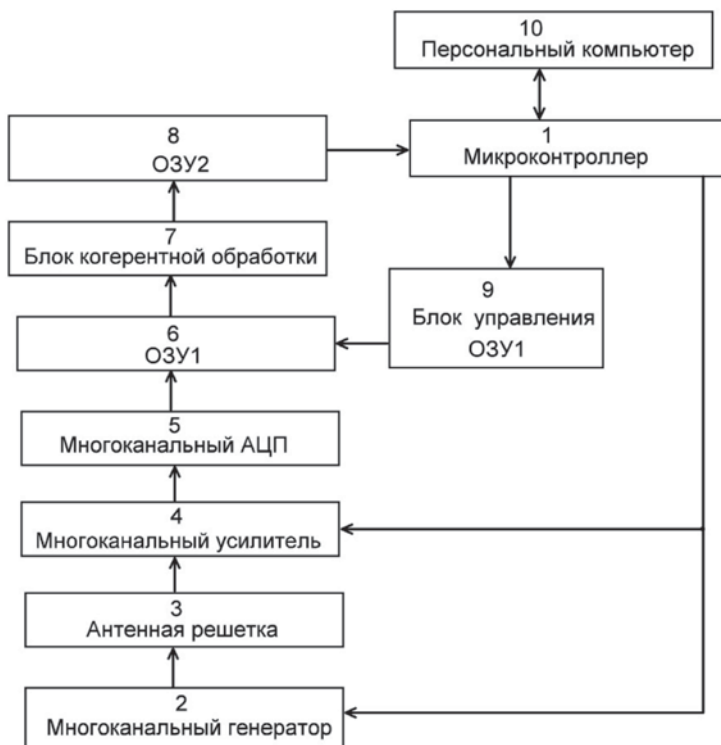
Из сравнения рисунка 1.а. и рис.1.б можно сделать вывод о увеличении разрешающей способности системы в несколько раз, по сравнению с обычным методом.



**Рис. 2. Визуализация дефекта:**  
а – обычным методом, б – с использованием принципа сверхразрешения

На рис. 2 для сравнения показаны сектор сканы с обработкой данных обычным методом (рис.2, а) и с использованием принципа сверхразрешения (рис.2, б).

Из рисунка 2 видно, что увеличилось соотношение сигнал/шум при использовании принципа сверхразрешения, и соответственно уменьшилось влияние структурных шумов металла на качество отображения результатов контроля.



**Рис. 3. Структурная схема многоканальной ультразвуковой системы контроля**



На рис. 3 приведена структурная схема многоканальной ультразвуковой системы контроля.

Система состоит из микроконтроллера 1, многоканального генератора 2, антенной решетки 3, многоканального усилителя 4, многоканального аналого-цифрового преобразователя 5, первого оперативного запоминающего устройства 6 (ОЗУ1), блока когерентной обработки 7, второго оперативного запоминающего устройства 8 (ОЗУ2), блока управления 9, и персонального компьютера 10.

Используя 3D изображение объекта контроля (рис.4) можно определять координаты дефектов и их размеры. Для этого по осям X, Y, Z нанесена координатная сетка. Кроме того программное обеспечение позволяет определять координаты дефектов (или произвольных областей объекта контроля) при их выделении с помощью компьютерной мыши. Высокая разрешающая способность ультразвуковой системы контроля позволяет говорить о количественной оценке размеров дефектов.

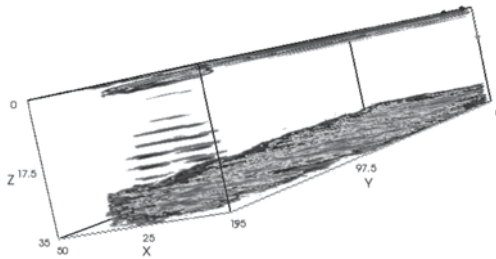


Рис. 4. Трехмерное изображение алюминиевого бруска

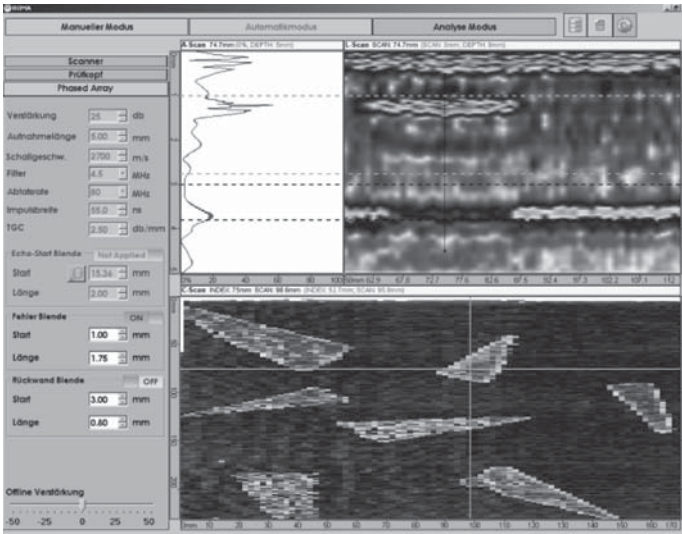


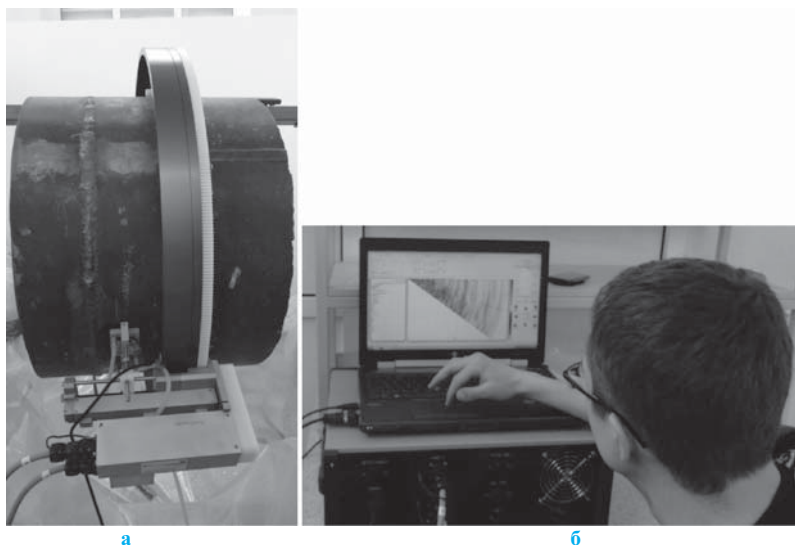
Рис. 5. Визуализация дефектов в пластине из углепластика

Программное обеспечение позволяет рассматривать 3D изображение с различных ракурсов, поворачивая картинку в трех плоскостях.

Созданная система позволяет контролировать различные материалы: изделия из черного и цветного металла, пластика и композитных материалов, а также сварных соединений.

На рис. 5 показан результат контроля тестовой пластины из углепластика. Дефекты в пластине были сделаны в виде треугольных вставок из алюминиевой фольги внутрь пластины на разных глубинах.

На рис. 6 показан внешний вид макета многоканальной ультразвуковой системы для контроля сварных соединений труб.



**Рис. 6. Макет ультразвуковой установки:**

**а – система сканирования, б – электронный блок с системой визуализации**

Разработанная многоканальная ультразвуковая система контроля по своим параметрам превосходит лучшие зарубежные и отечественные аналоги и может с успехом применяться в ОАО «Газпром» для контроля состояния сварных соединений, обеспечивая безопасную эксплуатацию газотранспортной системы.

## ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Стародубов Д.А.

*Инженер, Амурское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Одной из приоритетных задач ОАО «Газпром» является переход к эксплуатации технологического оборудования по техническому состоянию. Используемые сейчас методы оценки технического состояния оборудования базируются на периодическом проведении диагностирования с использованием регламентированных стандартов.

Слабой стороной такого подхода является ориентация на определение степени опасности дефекта на основании метода сравнения геометрических характеристик с критериями отбраковки. При этом специалисты не получают ответов на вопросы о причинах образования дефекта, скорости его развития и реальной степени его опасности. Однако степень опасности дефекта чаще всего зависит не от его размеров, а от эксплуатационных и внешних факторов, воздействующих на оборудование: вибрации, НДС (напряженно-деформированное состояние) и т. д. Негативный результат в данном случае проявляется в виде перебраковки деталей и узлов технологических трубопроводов и, как следствие, в большом объеме подготовительных и ремонтных работ с длительным простоем оборудования. Оценить влияние этих факторов позволяет метод акустической эмиссии.

Метод акустической эмиссии (АЭ) основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе упругой и пластической деформации под действием нагрузки. Эти волны распространяются от источника (то есть потенциального дефекта) к преобразователям акустической эмиссии. Аппаратура регистрирует эти сигналы и отображает данные, на основе которых оператор оценивает состояние и поведение структуры под напряжением. Цель акустико-эмиссионного контроля – выявление дефектов путем оценки специальных критериев сигналов акустической эмиссии. Современные приборы, позволяющие регистрировать акустическую эмиссию, являются достаточно компактными, мобильными и высокопроизводительными комплексами. Основой комплексов акустико-эмиссионного контроля является вычислительная станция (на базе переносного компьютера), к которой посредством проводов или радиоканалов подключаются модули сбора данных акустической эмиссии с датчиками. Каждый датчик представляет собой отдельный канал измерения. Количество каналов зависит от решаемых задач и производительности системы.

Характерными особенностями метода акустической эмиссии являются:

- комплексный подход при оценке технического состояния объекта, быстрый и точный поиск взаимосвязи воздействующих на объект внешних и внутренних факторов с найденными дефектами;
- обнаружение и регистрация только развивающихся дефектов. Это означает, что независимо от размеров выявляются наиболее опасные дефекты, склонные к развитию;

- высокая чувствительность к растущим дефектам – можно выявлять в рабочих условиях приращение трещин около долей миллиметра;
- обеспечение контроля всего объекта в целом за счет использования одного или нескольких преобразователей АЭ;
- контроль протяженных объектов с датчиками, установленными на значительном расстоянии;
- контроль различных технологических процессов и процессов изменения свойств и состояния материалов (например, коррозия металла);
- нескритичность к ориентации дефекта в отличие от традиционных методов;
- минимум ограничений, связанных со свойствами и структурой материала. Неоднородность материала не имеет большого значения;
- низкая трудоемкость подготовительных работ и контроля, что значительно снижает производственные затраты: минимальный объем экскавации и зачистки поверхности;
- проведение контроля в реальном времени, без вывода производственного объекта из эксплуатации, то есть организация мониторинга объекта.

Использование метода АЭ актуально при контроле переходов газопроводов через водные преграды, автомобильные и железные дороги, горные перевалы. Первый и пока единственный стандарт ОАО «Газпром» по акустической эмиссии (вышедший в 2009 г.) является методикой акустико-эмиссионного контроля таких переходов.

Однако метод АЭ-контроля недостаточно широко применяется в диагностике, так как во всех регламентах является не обязательным, а рекомендуемым, что связано с отсутствием достаточной нормативной базы (СТО Газпром) по его применению.

Проблемы безаварийной эксплуатации КС становится с каждым годом все более актуальной. Основная причина данного положения – длительные сроки эксплуатации, порой превосходящие расчетные. Для решения данной проблемы (не прибегая к 100 %-ной перекладке трубопроводов, замене, переизоляции и другим высокозатратным способам поддержания эксплуатационной надежности) необходимо использование иных, более прогрессивных подходов и методов диагностирования оборудования. Внедрение новых методов контроля позволит установить необходимую последовательность в работах по капитальному ремонту технологических трубопроводов КС и избежать ненужных затрат на вскрытие трубопроводов и использование других методов контроля.

Внедрение таких систем позволит наконец окончательно перейти к эксплуатации оборудования по фактическому техническому состоянию с минимальными издержками на диагностику.

Применение метода АЭ-контроля обеспечит:

- сокращение времени и затрат на подготовку и проведение диагностических работ;
- переход от оценки дефекта по геометрическим размерам к критериям опасности данного дефекта (по принципу: опасен или возможна эксплуатация объекта без вывода его в ремонт);

- проведение предварительного обследования КС для составления плана КРТТ (капитальный ремонт технологических трубопроводов) и определения первоочередности его выполнения;
- переход от масштабных ремонтных работ с переизоляцией к локальному ремонту (в местах выявленных опасных зон);
- переход к комплексным системам мониторинга технологических трубопроводов, что в дальнейшем позволит эксплуатировать их по техническому состоянию.

Использование этого метода дает возможность продлить срок безопасной эксплуатации оборудования по критерию опасности дефекта, а не по его геометрическим размерам.

## **ПРИМЕНЕНИЕ СКАНЕР-ДЕФЕКТОСКОПОВ МАГНИТНОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ВНУТРИПОЛОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА**

**Устинов Д.В.**

*Мастер участка, Александровское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Характерной особенностью работы трубопроводного транспорта является непрерывность транспортного процесса. основополагающий фактор работы трубопровода, это его надежность. Наиболее всего на эксплуатационную надежность трубопровода влияет процесс старения. А быстрому процессу старения магистральных газопроводов способствует множество факторов, в том числе уровень проектных работ, внешняя и внутренняя коррозия металла труб, нарушение правил технической эксплуатации, возрастной состав и другие. В результате влияния этих факторов на газопроводах возникают аварийные ситуации, приводящие к большим материальным и финансовым затратам. Для повышения надежности эксплуатации линейной части применяется различные методы неразрушающего контроля, которые основываются на наблюдении, регистрации и анализе результатов взаимодействия физических полей (излучений) или веществ с объектом контроля, причем характер этого взаимодействия зависит от химического состава, строения, состояния структуры контролируемого объекта и т. п. Все методы неразрушающего контроля являются косвенными методами. Настройка, калибровка должны осуществляться по контрольным образцам, имитирующим измеряемый физический параметр. Эффективного метода, который мог бы обнаружить самые разнообразные по характеру дефекты, нет. Каждый отдельно взятый метод НК решает ограниченный круг задач технического контроля.

Выбор оптимального метода неразрушающего контроля следует осуществлять исходя из:

- реальных особенностей;
- физических основ;
- степени разработки;
- области применения;
- чувствительности;
- разрешающей способности;
- технических условий отбраковки;
- технических характеристик аппаратуры.

Измерительная система средств неразрушающего контроля должна быть скомплектована из прибора, преобразователя и контрольного образца. Разуконплектация измерительной системы не допустима и ведёт к изменению метрологических характеристик. Важной характеристикой любых методов неразрушающего контроля является их чувствительность. Чувствительность – выявление наименьшего по размерам дефекта; зависит от особенностей метода неразрушающего контроля, условий проведения контроля, материала изделий. Удовлетворительная чувствительность для выявления одних дефектов, может быть совершенно непригодной

для выявления дефектов другого характера. Чувствительность методов неразрушающего контроля к выявлению одного и того же по характеру дефекта различна. При определении предельно допустимой погрешности выбранного метода неразрушающего контроля следует обязательно учитывать дополнительные погрешности, возникающие от влияющих факторов:

- минимального радиуса кривизны вогнутой и выпуклой поверхностей;
- шероховатости контролируемой поверхности;
- структуры материала;
- геометрических размеров зоны контроля;
- других влияющих факторов указанных в инструкциях для конкретных приборов.

В зависимости от физических явлений, положенных в основу методов неразрушающего контроля, они подразделяются на девять основных видов: акустический, магнитный, вихретоковый, проникающими веществами, радиоволновый, радиационный, оптический, тепловой и электрический. При эксплуатации линейной части объектов транспорта газа мы часто сталкиваемся с проблемой обнаружения внутриполостных дефектов труб и сварных соединений, которые не определяются визуальным осмотром. По результатам отчётов внутритрубной диагностики линейно-эксплуатационная служба, совместно с лабораторией неразрушающего контроля, проводит обследование дефектов в шурфах. В ООО «Газпром трансгаз Томск» для обнаружения таких дефектов применяется акустический метод неразрушающего контроля. Недостатком данного метода является: дополнительная подготовка поверхности (снятие изоляционного покрытия, зачистка поверхности трубы), необходимость определения точного местоположения дефекта, что трудно выполнить из-за погрешности измерительных приборов.

Трудоемкость подготовки к контролю поверхности металла действующих объектов нефтегазовой промышленности с применением традиционных методов, например УЗ-дефектоскопии, продиктовала значительный интерес разработчиков средств НК именно к магнитным методам. Их востребованность связана с высокой производительностью, точностью, информативностью и главным образом, с возможностью бесконтактного проведения контроля.

Магнитный метод неразрушающего контроля сплошности металла основан на обнаружении локальных возмущений поля, создаваемых дефектами в намагниченном ферромагнетике. При намагничивании объекта магнитный поток протекает по объекту контроля. В случае нахождения несплошности на пути магнитного потока, возникают поля рассеивания, форма и амплитуда которых несет информацию о размере, характере и глубине залегания дефекта. В пользу магнитного метода также свидетельствует его низкая избирательность к типу дефекта: какого бы происхождения ни был дефект, он будет выявлен. В последнее время значительно вырос интерес специалистов и разработчиков НК к магнитоэстетическим методам контроля внешней поверхности объектов и соответствующим портативным ручным приборам. Интересны магнитные сканеры серии СкМ для поиска и определения параметров дефектов основного металла и металла сварных соединений. Для контроля металла на вскрытых участках линейной части магистральных газонефтепродук-

топроводов предназначен магнитный интроскоп МИ-20/МИ-10 серии МИ-XX. Для количественной оценки напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса участка ферромагнитной конструкции после предварительного намагничивания доступной контролю поверхности, разработаны устройства типа «Комплекс-2.05». Кроме того, в последние годы внедряются контактные сканирующие устройства индикации местонахождения зон и линий концентрации напряжений (аномалий напряженно-деформированного состояния) ферромагнитных материалов без предварительного намагничивания с использованием так называемого «метода магнитной памяти металла» – одно- или двухканальные магнитометры ИКН-1 М, ИМНМ-1Ф. Принципиальный шаг вперед в области методов магнитного неразрушающего контроля был сделан после изобретения Е.М. Беловым «Способ прогнозирования местоположения течей трубопроводов», позволяющего выявлять аномальные участки трубопровода с поверхности земли за счет бесконтактного измерения его магнитного поля. На базе этого способа реализовано техническое устройство ИАМ-1. По существующей системе классификации вышеперечисленные технические средства бесконтактной магнитной диагностики относятся к ручным (неавтоматизированным) средствам. Технические средства НК данной группы зависят от степени участия оператора в процессе контроля. Фактически перечисленные методы и приборы являются инструментами качественной оценки состояния труб для прогноза возможного наличия дефектов металла на участках, выбранных по индикаторным показаниям приборов на основе опыта специалиста, проводящего обследование. В этом случае надежность результатов в значительной мере зависит от субъективных факторов: квалификации, опыта и добросовестности оператора. Для повышения качества работ по бесконтактному обследованию в НТЦ «Транскор-К» разработан полуавтоматический прибор магнитометр бесконтактный сканирующий «СКИФ» МБС-04, лишенный выше указанных недостатков. Метод позволяет бесконтактно выявлять точное местонахождение (в продольных, угловых и абсолютных географических координатах), определять вид и опасность дефектов металла при 100 %-ном объеме контроля трубопровода. Кроме того, данный метод позволяет оценить работоспособность участков трубопровода с учетом совокупности всех имеющихся дефектов различной природы или повышения уровня напряженно-деформированного состояния металла труб. Эффективность выявления дефектов металла при этом не ниже 80 %, что сопоставимо с показателями внутритрубной инспекции.

Применение сканер-дефектоскопа «СКИФ» МБС-04 позволяет избавиться от таких трудоемких процессов, как: полное вскрытие трубы (достаточно вскрыть половину поверхности трубы) если дефект расположен в нижней части сегмента, снятие изоляционного покрытия, подготовка поверхности к диагностике.

Его актуальность связана с:

1. высокой производительностью;
2. точностью, простотой эксплуатации прибора;
3. бесконтактным методом проведения контроля;
4. низкой избирательностью к дефектам.



### **Литература**

1. ГОСТ 30415-96 Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств и микроструктура металлоконструкций магнитным методом.
2. Журнал «ТНД Территория неразрушающего контроля».
3. Клюев В.В., Мужитский В.Ф., Гаркунов С.С., Щербинин В.Е. Магнитные методы контроля. Справочник. Том № 6. Неразрушающий контроль.

## РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВА АКУСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ВНУТРИТРУБНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТРАССЕ ГАЗОПРОВОДА

Филиппов А.А.

*Инженер, Алтайское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В процессе эксплуатации магистральных газопроводов, для определения степени износа стенок стальной трубы, проводится внутритрубная диагностика.

При этом в процессе проведения внутритрубной диагностики остается актуальным вопрос текущего положения снаряда и скорости.

Одним из способов решения этой проблемы является мобильное устройство аудиоконтроля движения внутритрубных объектов, принцип действия которого основан на преобразовании вибраций тела металлической трубы, возникающих при движении внутри нее объектов, в электрический сигнал и в дальнейшем в звуковой сигнал.

Иначе говоря, непосредственное соприкосновение выступающих элементов снарядов с внутритрубными неоднородностями (стыковочные швы) вызывает поверхностную вибрацию тела трубы.

Эти вибрации преобразуются пьезоэлектрическим кристаллом в электрические сигналы, которые в свою очередь, усиливаются и преобразуются в акустические.

Так как поверхностные вибрации от точки их образования распространяются во всех направлениях с одинаковой скоростью, равномерно затухая, то увеличение уровня звукового сигнала свидетельствует о приближении внутритрубного объекта, уменьшение уровня сигнала об удалении объекта [2].



Рис. 1. Взрывозащищенная металлическая коробка



Рис. 2. Взрывозащищенные кабельные вводы

В процессе конструирования основное внимание было уделено обеспечению взрывобезопасности при использовании устройства на объектах магистрального газопровода.

Для этого использовались серийные взрывозащищенные корпуса, взрывозащищенные кабельные вводы для кабеля питания электрической схемы и отвода электрического сигнала.

Электронные компоненты усилительных устройств, находящихся в зоне действия углеводородов, залиты компаундом.

Конструктивно устройство представляет из себя:

- серийную взрывозащищенную металлическую коробку изготовленную из коррозионностойкого модифицированного алюминий-кремниевый сплав с размещенными в ней трубкой Бурдона с пьезоэлектрическим кристаллом и предварительным усилителем сигнала. Эта часть помещается в посадочное место манометра кранового узла, узла приема-запуска очистного устройства.



Рис. 2. Громкоговоритель со встроенным усилителем

- громкоговоритель со встроенным стандартным усилителем сигнала звуковой частоты, аккумуляторной батареей для электропитания активных элементов усилителя звуковой частоты [3].



Рис. 3. Прототипное устройство

При этом громкоговоритель с аккумуляторной батареей размещаются в помещении поста.

Устройство прошло испытание в процессе внутритрубной диагностики в 2001 году.

Устройство просто в эксплуатации и не требует специальных навыков.

### Литература

1. Controlengrussia [электронный ресурс]. – <http://controlengrussia.com/artikul/osobennosti-izmerenii-davlenija/>.
2. Cjcity [электронный ресурс]. – <http://cjcity.ru/contents-theory-sound.php>
3. Cortem [электронный ресурс]. – [http://cortem.ru/cortemqfm\\_000r80028.html](http://cortem.ru/cortemqfm_000r80028.html)

## ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «КОВЫКТА – САЯНСК – ИРКУТСК» В ЗОНАХ АКТИВНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ НА БАЗЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ВСТАВОК

**Штейгер М.А.**

*Инженер, Иркутское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В процессе эксплуатации магистральных газопроводов, проходящих по участкам активной геодинамики, к которым относятся оползневые, карстообразные и т. д., возникает проблема достоверной оценки и прогнозирования их технического состояния с целью оптимизации регламента технического обслуживания.

Для выполнения поставленной задачи применяются различные методы такие как:

- натурные наблюдения и съемки пространственного положения трубопровода с последующей аналитической оценкой напряженно-деформированного состояния;
- различные прямые методы контроля напряженно-деформированного состояния, выполняемые в полевых условиях.

Проблемами контроля напряженно-деформированного состояния газопроводов, проходящих в горных условиях, в зонах активных-тектонических разломов занимается около двадцати лет различные специализированные институты и предприятия (ВНИИГАЗ, ДАО «Оргэнергогаз», ООО «Технонефтегаз»). В течение этого времени проводился контроль различных потенциально опасных участков газопроводов различных газотранспортных предприятий. Результаты этих работ позволяли эксплуатационным службам заблаговременно определять критическое состояние трубопровода и своевременно принимать меры по обеспечению его устойчивости и не допущению перерывов в поставке газа.

В целом накоплен серьезный методический и технологический опыт, позволивший выработать новое техническое решение позволившее решить главные проблемы применения метода тензометрирования для условий магистральных трубопроводов, такие как неопределенность «нулевого» напряженно деформированного состояния, надежность и защищенность оборудования.

В течение последних лет специалистами ДАО «Оргэнергогаз» разработано и внедрено изделие, получившее название «интеллектуальная вставка», предназначенное для контроля ряда технических параметров, таких как деформация и температура металла стенки трубопровода, величина защитного тока в трубопроводе от станции катодной защиты и величина защитного электрохимического потенциала. Технологические проблемы, возникавшие ранее при применении метода тензометрирования в полевых условиях, решены радикальным способом за счет переноса работ по монтажу датчиков на катушку в заводских условиях, где реализуются недоступные в трассовых условиях технологии и конструктивные решения.

Катушка, изготовленная из соответствующей трубы и прошедшая тарировку в диапазоне рабочего давления газопровода, становится, по сути, измерительным элементом в его конструкции. При таком подходе значительно повышается точ-

ность измерений, так как при тарировке сводятся практически на нет все погрешности, связанные с геометрией патрубка, отклонениями толщины его стенок, разбросом характеристик датчиков и передаточных характеристик вторичных преобразователей. Отсутствие опыта работы с интеллектуальными вставками затрудняет определение их недостатков.

На основании экспертизы технической документации и материалов испытаний изделия, проведенной «Технонефтегаз», получено разрешение на изготовление и применение «интеллектуальных вставок» диаметром от 500 до 1400 мм для магистральных трубопроводов на давление до 9,8 МПа.

Одновременно с этим было принято решение о применении «интеллектуальных вставок» на потенциально опасных горных участках. Установка двух интеллектуальных вставок в местах активных тектонических разломов на магистральном газопроводе «Ковыкта-Саянск-Иркутск».

Вставка, изготовленная из трубы той же партии, что и данный участок газопровода. По периметру вставки установлены измерительные датчики напряженно-деформированного состояния участка трубопровода, по показаниям которых осуществляется контроль за возможными деформациями газопровода при смещении грунта.

Информация о состоянии стенки трубы по каналам телемеханики передается в диспетчерский пункт, где с помощью специальной компьютерной программы осуществляется анализ состояния газопровода на опасных участках. В случае медленного развития оползневых процессов рассчитывается прогноз остаточного ресурса для данного участка газопровода. При быстром протекании оползневого процесса выдается сигнал оператору о снижении рабочего давления, либо о прекращении перекачки.

Применение «интеллектуальных вставок» позволяет предотвратить возникновение аварийных ситуаций посредством контроля механических напряжений, возникающих при нарушении условий залегания трубопровода на участках активной геодинамики, т. е. оползневых, береговых и карстоопасных территориях.

Основные параметры и характеристики интеллектуальной вставки:

- длина интеллектуальных вставок 1,5 метра;
- напряжение источника питания должно быть  $12 \pm 3$  В;
- сила тока потребляемого от источника питания должна быть не более 1,5 А;
- максимальная измеряемая относительная деформация тензодатчиков 3000 мкм / м (0,3 % единиц деформации).

Интеллектуальные вставки представляют собой комплект приборов, которые включают в себя шесть высокостабильных тензорезисторов, обеспечивающих измерение деформации в трех направлениях, устанавливаемых в заводских условиях «на катушку» трубы для последующей врезки в газопровод в местах прохождения трубопровода через активные разломы, гермоконтейнер с комплектом вторичных преобразователей и процессором, располагаемых подземно и обеспечивающих измерение сигналов тензорезисторов, тока и защитного потенциала электрода сравнения и контрольно-измерительный пункт.

В случае неисправности каналов радиорелейной связи информация от интеллектуальной вставки принимается в режиме «посещения». Информация передаётся путём подключения персонального компьютера к клеммнику, поставляемого комплектно с интеллектуальной вставкой. Монтаж интеллектуальной вставки производится непосредственно в траншее газопровода. Приварка изделия осуществляется гарантийными стыками.

Данный метод наиболее подходит для данного участка магистрального газопровода, так как другие методы определения напряженно-деформированного состояния трубопроводов носят эпизодический характер и не применимы для контроля напряженно-деформированного состояния в реальном масштабе времени или с высокой периодичностью.





## **СЕКЦИЯ 4**

# **АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ПРОИЗВОДСТВ**

## СХЕМА-ТРЕНАЖЁР ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ЭГПА – 12500

**Антралов К.В.**

*Инженер компрессорной станции, Чебоксарское ЛПУМГ,  
ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»*

### **Введение**

В настоящее время, когда большое значение придаётся вопросам безопасности и безаварийной эксплуатации опасных промышленных объектов, особое внимание уделяется подготовке эксплуатационного и ремонтного персонала к недопущению возникновения аварийных ситуаций и инцидентов при эксплуатации данных объектов. Всё это достигается благодаря безукоризненным знаниям персоналом технологического процесса и обслуживаемого оборудования.

Процесс эксплуатации газоперекачивающего агрегата в компрессорном цехе непосредственно связан с переключениями в его технологической обвязке кранами, как по газу, так и с переключениями оборудования по маслу смазки и маслу уплотнения. В связи с выше изложенным, нами создан обучающий стенд «Схема-тренажёр газоперекачивающего агрегата ЭГПА-12500 компрессорного цеха «Уренгой-Центр 2» с указанием потоков масла смазки, масла уплотнения и газа в крановой обвязке данного агрегата (рис. 1).

В принцип работы данной схемы включены процессы:

1. Пуск электро газоперекачивающего агрегата (ЭГПА).
2. Останов ЭГПА.
3. Аварийный останов ЭГПА от срабатывания защит: отключение маслянного выключателя (МВ), неисправность ТВУ, перегрев подшипников, падение давления масла смазки, осевой сдвиг, падение перепада масло-газ, высокая вибрация, повышение температуры газа на выходе центробежного нагнетателя (ЦБН) больше 90°C.
4. Срабатывание системы антипомпажной защиты.

### **Разработка концепции**

Созданный стенд позволяет проводить без отрыва от производства обучение и стажировку оперативного персонала, повышение профессионального мастерства обслуживающего персонала компрессорной станции, дает полную наглядность алгоритмов перестановки кранов и происходящих при этом процессов. Разработанная и реализованная электронная схема данного стенда позволяет контролировать правильность действий обучаемого персонала при изучении алгоритмов пуска и останова ЭГПА. Наглядность направления потоков масла смазки и масла уплотнения, необходимых для обеспечения работы агрегата (обеспечиваемая электронной схемой «бегущего огня») позволяет понять их назначение. На стенде реализованы аварийные сигналы, при появлении которых происходит процесс аварийного останова газоперекачивающего агрегата, а так же световой и звуковой сигналы при неправильных действиях обучаемого.

## Детальная проработка и выполнение проекта

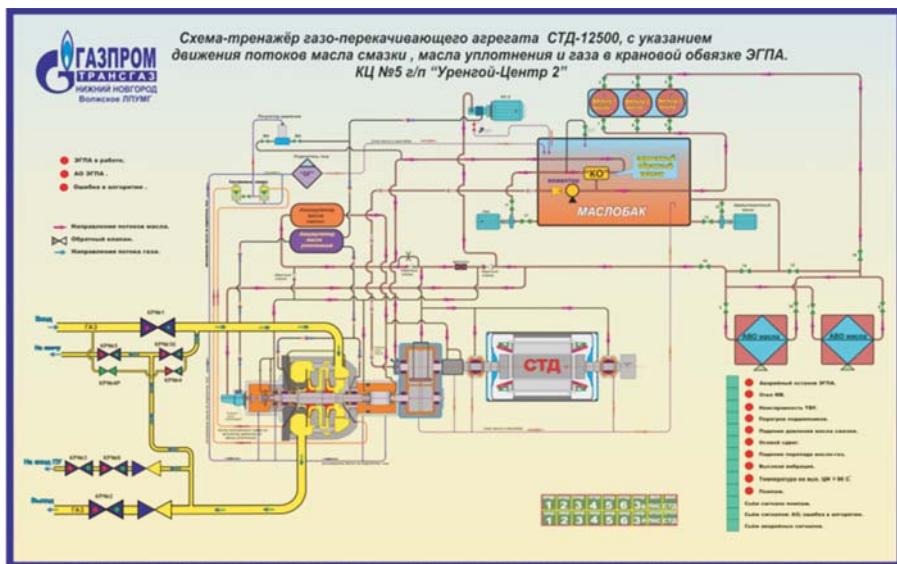


Рис. 1. Электронный вид схемы

### Работа принципиальной схемы.

Электронная схема стенда (см. стр. 308) составлена с применением микросхем жёсткой логики и триггеров. Выходные каскады, для увеличения мощности, выполнены на транзисторах, аварийная сигнализация на тиристорах, подсветка трубопроводов с направлением потоков масла и газа на светодиодах.

Для данной схемы разработана двухсторонняя печатная плата (см. стр. 309) размером: 200/160 мм, с универсальными разъемами подсоединения к монтажной разводке стенда.

Для указания потоков масла смазки и масла уплотнения была разработана схема и печатная плата «Бегущий огонь» (см. стр. 310).

### Работу схемы рассмотрим на примере алгоритма пуска ЭГПА-12500.

1. Перед пуском агрегата включаем пусковой насос смазки, нажатием кнопки включения ПНС, для заполнения контура смазочно-уплотнительной системы агрегата. Данный процесс мы можем наглядно наблюдать на нашей схеме свечением светодиодов.

2. Далее по алгоритму, нажимая на кнопку «вкл СТД», включается индикация его работы. Раскручиваясь, СТД приводит во вращение главный насос смазки, находящийся на валу редуктора, и главный насос уплотнения, находящийся на валу ЦБН, автоматически отключается пусковой насос смазки «ПНС». Масло от ГНС через сдвоенный обратный клапан поступает на инжектор для создания подпора во всасывающей линии ГНС и смазочную линию. Масло от главного насоса уплотнения

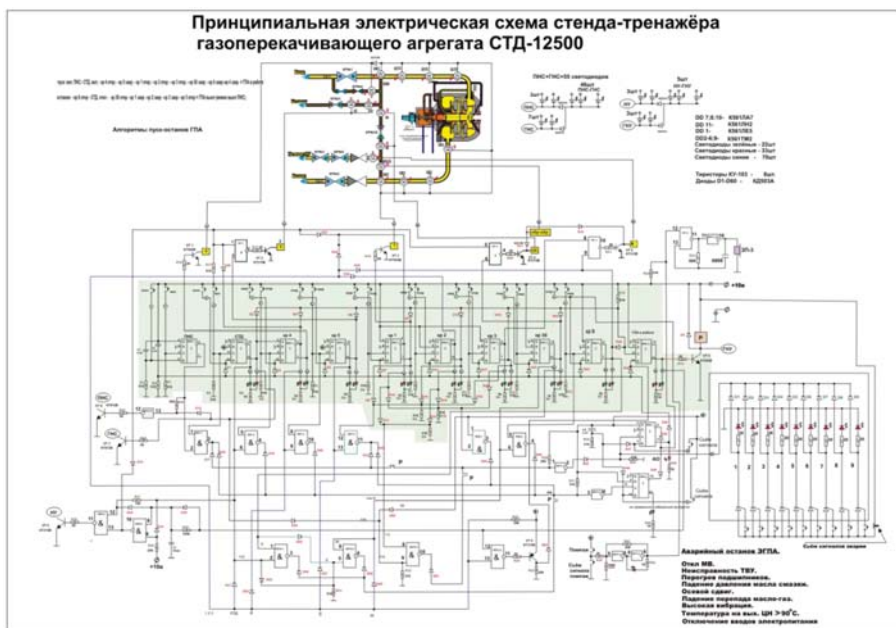


Рис. 2. Принципиальная схема

(ГНУ) поступает в аккумулятор уплотнения, откуда поступает на опорные подшипники и торцевые уплотнения ЦБН. Алгоритм подсвечивается светодиодами.

3. Следуя алгоритму пуска ГПА, в то время пока двигатель входит в синхронизацию, производим продувку контура нагнетателя через открытый свечной кран №5. Для этого открываем кран №4, нажимая кнопку «откр 4». Заполнение контура нагнетателя подсвечивается светодиодами на стрелках направления движения газа, а открытие крана №4 подсвечивается зеленым светодиодом. Движения газа осуществляется по малому кругу через открытый кран №3б.

4. Закрываем кран №5, нажимая кнопку «закр. 5». Происходит заполнение контура нагнетателя газом. Заполнение контура нагнетателя подсвечивается светодиодами на стрелках направления движения газа. Закрытие крана №5 сигнализируется свечением красного светодиода.

5. По достижению перепада давления на кране №1 меньше  $1 \text{ кгс/см}^2$ , даем команду на открытие кранов 1, 2, 3, нажимая кнопки открытия этих кранов. Открытие кранов подсвечивается зелеными светодиодами. Движения газа осуществляется по малому кругу через открытый кран №3б, а так же по большому кругу через открытые краны №3; 6. Процесс подсвечивается светодиодами на стрелках направления движения газа.

6. Закрываем кран №3б, нажатием кнопки: «закр №3б». Движение газа осуществляется по большому кругу через открытый кран №6.

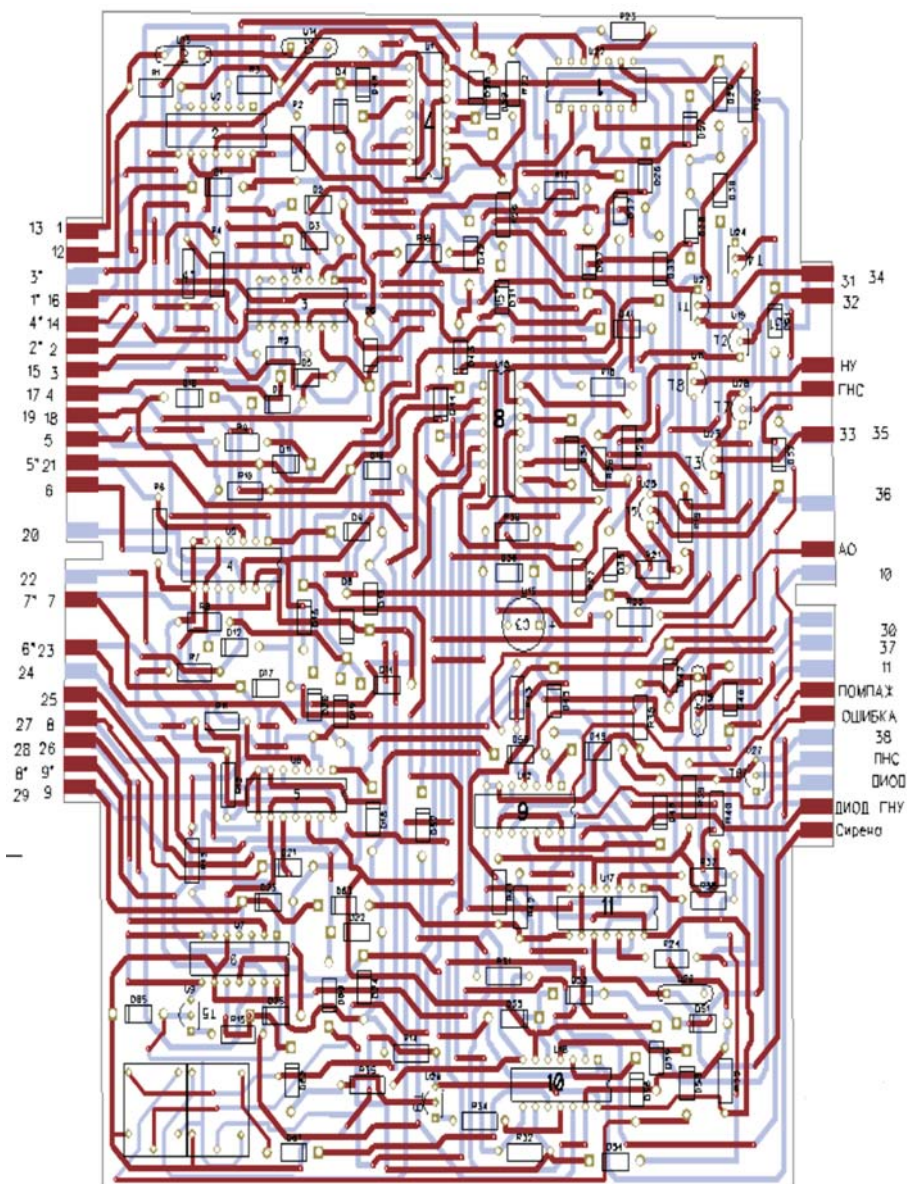


Рис. 3. Двухсторонняя печатная плата

Схема и печатная плата «Бегущий огонь»  
для стенда (схема-тренажёр ГПА  
СТД-12500 «Уренгой-Центр 2»)

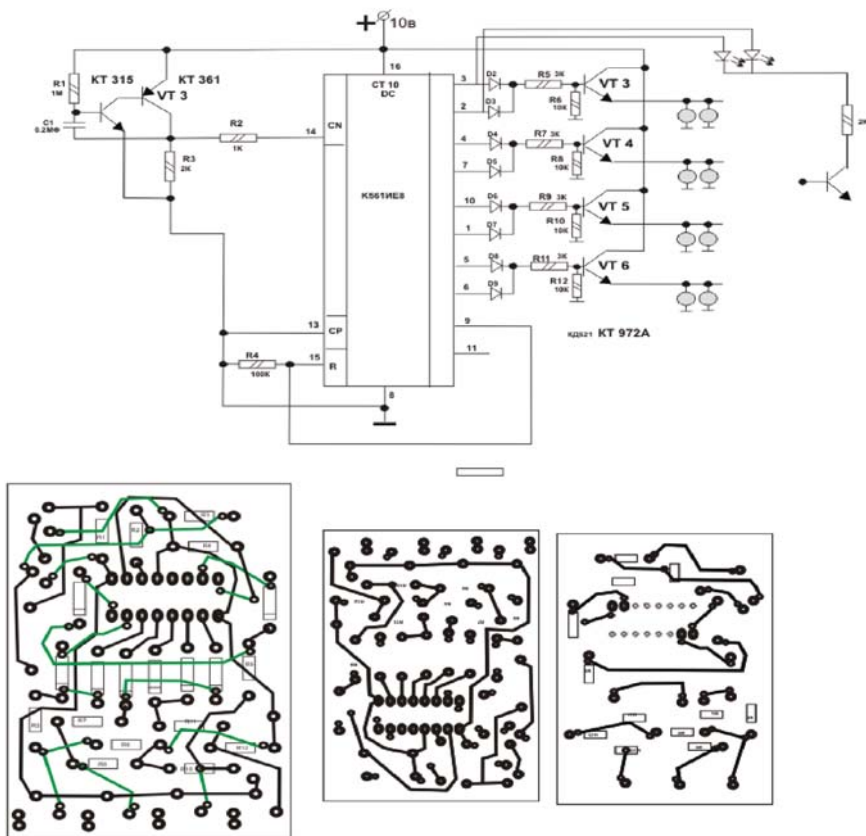


Рис. 4. Схема и печатная плата

7. Закрываем кран №6, нажатием кнопки: «закр №6». Закрытие крана сигнализируется красным свечением светодиода. ЭГПА-12500 входит в режим работы в трассу газопровода.

8. По окончанию закрываем кран № 4, который служил нам для продувки и заполнения контура нагнетателя, нажатием кнопки закрытия крана. Закрытие крана сигнализируется красным свечением светодиода. На схеме загорается светодиод «ЭГПА в работе». Алгоритм пуска ЭГПА-12500 выполнен.

При неправильно выполненных действиях в алгоритме пуска или останова ЭГПА-12500, появляется звуковой сигнал и загорается светодиод «ошибка в алгоритме». Для дальнейшего выполнения алгоритма и устранения ошибки в нем нужно снять сигнал нажатием кнопки «Съем сигнала АО; ошибка в алгоритме».



### **Заключение**

Наглядность процессов, приближение к реальности их осуществления, схематичность алгоритмов выполняемых при их осуществлении, а также заинтересованность использования данной схемы-тренажера способствуют усовершенствованию знаний и опыта обучающего персонала в целях повышения профессионального мастерства обслуживающего персонала компрессорной станции для ее дальнейшей безаварийной эксплуатации.

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМЫ ЛИНЕЙНОЙ ТЕЛЕМЕХАНИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «САХАЛИН – ХАБАРОВСК – ВЛАДИВОСТОК» НА БАЗЕ СТН-3000

Аюпов Э.Ф.

*Инженер по КИПиА, Сахалинское ЛПУМТ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Система линейной телемеханики на базе СТН-3000 производства ЗАО «АтлантикТрансгазСистема» является современной системой, которая предназначена для автоматизированного управления распределенными технологическими объектами. Прежде всего, это объекты трубопроводного транспорта, добычи, хранения и распределения природного газа, нефти и нефтепродуктов.

СЛТМ интегрирует КП телемеханики линейной части, ЭХЗ и САУ УРГ, САУ УРИРГ в единую систему с единым каналом передачи данных и единым входом в АСУТП. Данный подход позволяет применять единую систему связи, единый концентратор (ЦКИ) и единый резервный АРМ телемеханики, что существенно экономит затраты на реализацию и упрощает сопровождение системы. КП телемеханики, оснащенное мощным контроллером, обладает высокой функциональностью, надежно в работе и характеризуется низким энергопотреблением. Как система в целом, так и её компоненты обладают модульной структурой, созданные с их применением системы легко расширяемы (без останова контроля над объектом и без потери разработанных ранее приложений).

Система обеспечивает в реальном масштабе времени следующие основные функции:

- сбор, передачу, прием данных с объектов (текущих параметров, сообщений телесигнализации, команд телеуправления и телерегулирования, интегральных значений параметров);
  - анализ полученных данных и проверку их достоверности;
  - отображение результатов анализа и контроля (в виде текста на технологических схемах и в таблицах, графиков, цветовой и звуковой сигнализации);
  - проведение в реальном времени необходимых расчетов и диагностики технологического и сетевого оборудования;
- прямое управление объектом с обеспечением передачи и выполнения команд.

Функции, выполняемые контролируруемыми пунктами, постоянно расширяются. Стандартный контролируемый пункт СТН-3000 системы телемеханики обеспечивает управление технологическим оборудованием по сложным алгоритмам, регулирование технологическим оборудованием, в том числе ПИД-регулирование, управление системой коррозионной защиты трубопровода, охранную сигнализацию объекта, глубокую самодиагностику, ведение архивов событий и многое другое.

Система линейной телемеханики газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» участка Сахалинского ЛПУМТ представляет собой систему состоящую из 8 контролируемых пунктов линейной части, системы автоматического управления узлом редуцирования газа, системы автоматического управления узлом регулирования давления и расхода газа, концентратора данных, сервера СЛТМ, АРМа телемеханики.



КП СЛТМ осуществляет контроль и управление практически всеми параметрами объектов расположенных на линейной части:

- давление до и после крана Ду 1220;
- давление в системе импульсного газа;
- контроль скорости изменения давления;
- температура газа;
- температура грунта;
- управление, контроль положения линейного крана Ду 1220;
- контроль прохождения ВТУ;
- сбор данных с контроллера установки катодной защиты «Пульсар»;
- сбор данных с контроллера ПЭ «Ормат»;
- телесигнализация, телеуправление, телеизмерение параметров блок-боксов БКЭС.

В процессе пуско-наладочных работ объектов электроснабжения были выявлены некоторые проблемы.

В силу особых природно-климатических условий о. Сахалин затрудняется эксплуатация редуцирующих пунктов РП-10СА производства «Саратовгазприборавтоматика», предназначенного для снижения высокого давления газа и поддержания заданного давления газа на выходе, а так же питания газом преобразователей энергии «Ормат», который в свою очередь обеспечивает электроэнергией блок-контейнер электроснабжения.

Редуцирующий пункт, представленный на рисунке 1, состоит из двух блоков установленных на раме: блока подогревателя и блока редуцирования.



**Рис. 1.** Редуцирующий пункт РП-10СА



Резервные выходы дискретных модулей системы линейной телемеханики СТН-3000 позволят выполнить дистанционное включение/отключение питания электрообогревателей с диспетчерского пункта ГКС «Сахалин», что позволит экономить энергопотребление.

Так же останов РП возможен по причине повышения давления до аварийных значений в одной из редуцирующих линий (засорение регуляторов или их неисправность). Контроль давления на выходе РП позволит заблаговременно среагировать на изменение технологического параметра и принять меры по его восстановлению (рисунок 2).

Решение данной проблемы будет более эффективным при установке обратных клапанов на выходах редуцирующих линий, это даст возможность эксплуатировать вторую линию в штатном режиме при аварийном останове первой, а при повышении давления на выходе РП можно будет судить о выходе из строя одной из линий редуцирования (рисунок 2).

Интеграцию контроля давления в систему линейной телемеханики можно выполнить используя резервный вход аналогового модуля контроллера ContoWave micro с дальнейшей визуализацией в системе оперативно-диспетчерского управления ГКС «Сахалин»

Таким образом, система линейной телемеханики будет осуществлять контроль и управление технологическими параметрами, а автоматизация и модернизация редуцирующих пунктов позволит избежать перебоев с электроэнергией, сократить затраты на техобслуживание, на выезды аварийных бригад, расход дизельного топлива, а так же сократить вероятность возникновения аварийных случаев.

## **ПРИМЕНЕНИЕ CAD/CAE СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ ОБЩЕСТВА**

**Бугров Е.В.**

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

**Одышев Н.Г.**

*Инженер, Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Целью данной статьи является обзор применения программных продуктов CAD/CAE систем для оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) на различных стадиях жизненного цикла объектов ООО «Газпром трансгаз Томск» (далее Общество).

В качестве представителей CAD/CAE систем в работе применяются SolidWorks для построения 3-D моделей объектов Общества и Ansys Mechanical – для расчета НДС объектов ООО «Газпром Трансгаз Томск» (объект Общества).

Задачей по оценке напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов объектов Общества является снижение вероятности отказов трубопроводов объектов и повышение надежности транспортировки газа.

Идея работы по оценке НДС с применением вышеперечисленных программных комплексов состоит в том, чтобы смоделировать эксплуатацию трубопровода объекта Общества в условиях, отличных от проектных условий. Также идея работы позволяет спрогнозировать влияние нештатных условий, возникших в ходе эксплуатации, на работу трубопровода объекта Общества и при необходимости принять необходимые меры по устранению влияния нештатных условий.

На стадии проектирования объекта Общества возникают задачи прогнозирования безаварийного функционирования объекта Общества. Оценка НДС на данном этапе позволяет преждевременно выявить аварийно-опасные участки трубопроводов объектов Общества и своевременно внести коррективы в проект.

На стадии строительства объекта Общества могут происходить отклонения от проекта. В данной ситуации возникает вопрос о влиянии возникших отклонений на надежность и безопасность функционирования объекта Общества. Оценка НДС на данном этапе позволяет спрогнозировать влияние возникших отклонений на надежность и безопасность функционирования объекта Общества.

По мере эксплуатации объекта Общества возникают напряжения в трубопроводах, вследствие сильных смещений грунтов, пропуск очистного или диагностического поршней по трубопроводу, перепады температур, перепады давления или других непредвиденных факторов, что влечет проведение экстренной оценки НДС трубопроводов. Оценка НДС трубопроводов позволит быстро и надежно устранить возникшие напряжения в трубопроводах, принять своевременные меры по недопущению разрушения их опор.

Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефек-

тов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы.

На стадии реконструкции объекта Общества возникает вопрос о правильности принятых решений по снижению напряжений (разгрузке) в проблемных участках трубопровода, устранению аварийных и предаварийных ситуаций и т. д. Оценка НДС позволит проверить влияние правильности принятых решений на надежность трубопроводной системы, определить возможное возникновение дополнительных аварийно-опасных участков, дать рекомендации при выполнении принятых решений.

Основаниями для проведения работ по оценке НДС трубопроводов объектов Общества, согласно [1], так же являются:

- выводы по заключению экспертизы проекта трубопроводной системы объектов Общества;
- результаты базового диагностического обследования трубопроводов объектов Общества;
- проведение технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности с целью определения срока безопасной эксплуатации;
- внезапные или постепенные, по времени, отклонения положения трубопровода объектов Общества или отдельных групп его оборудования от проектных (заданных) значений;
- результаты мониторинга НДС трубопроводов, проведенного в соответствии с [2];
- затруднение или невозможность эксплуатации объекта Общества на проектных (заданных) режимах работы;
- планово-ремонтные остановки объекта Общества, обусловленные изменением положения его трубопровода или реконструкцией объекта Общества в целом;
- аварийная ситуация на объекте Общества.

Применение программных комплексов SolidWorks и Ansys Mechanical позволяет:

- Оперативно получить необходимый пакет чертежей объекта Общества;
- Оперативно произвести оценку НДС при выполнении работ при проектировании, строительстве, эксплуатации и реконструкции объекта Общества независимо от проектного института;
- Преждевременно выявлять проблемные места объекта Общества при проектировании, строительстве, эксплуатации и реконструкции;
- Основываясь на расчетах вносить поправки и рекомендации в проект объекта общества;
- Смоделировать и рассчитать НДС возникшей нештатной ситуации на объекте Общества;
- Проводить постоянный и оперативный мониторинг НДС объекта Общества;
- Сократить объем выполняемых работ сторонними подрядными организациями.

К недостаткам вышеперечисленных программных комплексов следует отнести высокие требования к производительности расчетной станции.

В программном комплексе SolidWorks строится 3-D модель определенного объекта Общества в масштабе 1:1, в соответствии полученными чертежами объекта Общества (например, из электронного паспорта). Данный программный комплекс позволяет получить как детальную модель объекта Общества, так и более схематическую. Тип модели определяется возможностями расчетной станции.

Работа программного комплекса Ansys Mechanical (далее Ansys) основывается на методе конечных элементов (МКЭ) [3]. МКЭ позволяет модель объекта разбить на некоторое количество конечных элементов, т. е. построение сетки на модели. Размерами ячейки сетки добиваются получения регулярной сетки, для большей точности полученных результатов. Чем меньше размер ячейки сетки, тем больше производственных мощностей требуется от вычислительной станции.

Оценка НДС в Ansys осуществляется в соответствии с требованиями и рекомендациями, указанных в [4–5].

При оценке НДС объекта учитываются следующие исходные данные:

- Материалы и типы сталей трубопровода;
- Рабочее давление трубопровода;
- Типы грунтов;
- Масса трубопровода;
- Рабочий температурный диапазон окружающей;
- Кинематическое нагружение, связанное с изменением высотного положения подземных коллекторов либо опор трубопровода и т. д.;
- Температура газа;
- Коэффициент надежности 1,1;
- Коэффициент линейного расширения.

Ниже приведен пример использования программных комплексов SolidWorks и Ansys Mechanical.

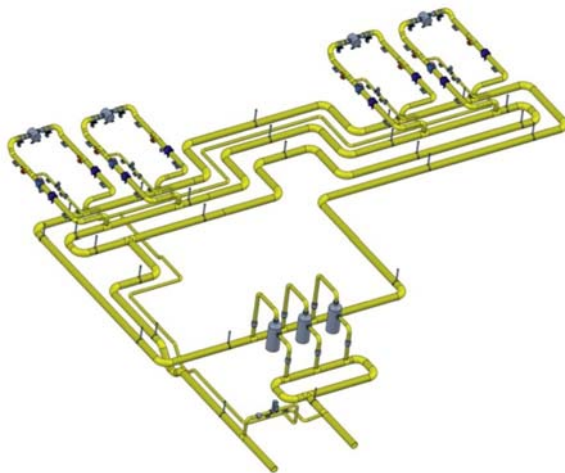
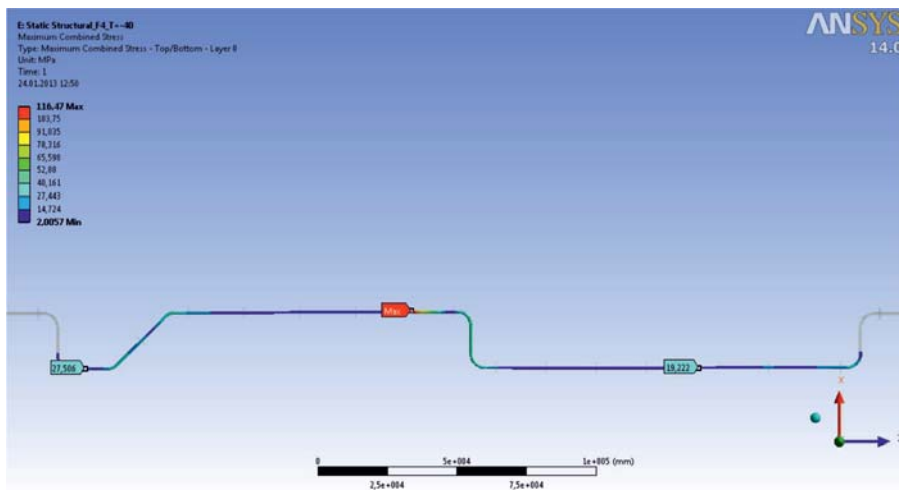


Рис. 1. Пример 3-D модели SolidWorks

Полученная 3-D модель конвертируется в формат *.x\_t* и далее подгружается в программном комплексе Ansys Mechanical.

В данной статье также показан пример расчета НДС перехода через р. Набиль проекта «Газопровод БТК Киринского ГКМ-ГКС «Сахалин» (см. рис.2).



**Рис. 2. Пример расчета НДС перехода через р. Набиль проекта «Газопровод БТК Киринского ГКМ-ГКС «Сахалин»**

В течение всего времени работы с программными комплексами SolidWorks и Ansys Mechanical были выполнены работы:

- Расчет напряженно-деформированного состояния КС «Володино», «Парабель», «Просоково» при подвижках опор, подземного коллектора. Данный вид расчета входит в мониторинг НДС компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Томск».
- Оценка деформированного состояния трубы в области вмятины (гофры);
- Анализ элементов трубопровода с гофрой демонтированного с участка подводного перехода через реку Обь ЛЧ МГ «Новосибирск – Барнаул» (участок: 230,3 – 239,8 км);
- Расчет нагрузок действующих на опоры при рабочих режимах газопровода БТК Киринского ГКМ-ГКС Сахалин (переход через реку Набиль);
- Моделирование прохождения диагностического снаряда по газопроводу БТК Киринского ГКМ-ГКС Сахалин (переход через реку Набиль).

В ходе проводимых работ, на примере программных комплексов SolidWorks и Ansys Mechanical, была установлена целесообразность применения CAD/CAE систем для расчетов НДС объектов Общества.

### Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-327-2009 Оценка напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций;
2. СТО Газпром 2-2.3-220-2008 Методика мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводных систем «Высокой стороны» КС;
3. Бруяка В.А. Инженерный анализ в Ansys Workbench: Учеб. пособ. / В.А. Бруяка, В.Г. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А. Глазумова, И.Е. Адвянов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – с.:ил.
4. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила.
5. СТО Газпром 2-2.3-327-2009 Оценка напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций.
6. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: 1991. – 2876 с.:ил.



## **ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛЧ МГ**

**Гейцан В.Б., Селиванов А.А., Шуваев Д.А.**  
*Инженерно-технический центр,  
ООО «Газпром трансгаз Югорск»*

Основной задачей любой газотранспортной организации является обеспечение надежной эксплуатации системы магистральных газопроводов за счет выполнения комплекса плановых мероприятий. Основой формирования комплекса мероприятий является систематический сбор сведений, которые необходимы для принятия решений с целью поддержания требуемого технического состояния объектов транспорта газа в процессе их эксплуатации. Основным показателем оценки технического состояния ЛЧ МГ является совокупная фактическая поврежденность участка магистрального газопровода дефектами. Совершенно очевидно, что при огромной суммарной длине эксплуатируемых магистральных трубопроводов внутритрубная дефектоскопия (ВТД), по сравнению с другими способами диагностики, является наиболее эффективным методом обнаружения дефектов и оценки их параметров.

Однако обнаружить дефекты с помощью ВТД – это половина дела. Следующим этапом технического диагностирования является оценка ресурса безопасной эксплуатации газопровода и ранжирование дефектов по степени опасности для включения их в планы устранения.

Совместный опыт работы специалистов ИТЦ и инженеров-диагностов ЛЭС показал существенные недостатки при проведении и анализе расчетов дефектов, выявленных по результатам ВТД. Основным недостатком, снижающим достоверность выполняемой работы инженером-диагностом ЛЭС, являлся «человеческий фактор», который проявлялся в ошибочном внесении в расчетные программы исходных данных: геометрические параметры дефекта, толщина стенки трубы, прочностные характеристики металла трубы. В результате этого около 2 % критических дефектов с глубиной более 30 % от толщины стенки рассчитывалось неверно. Кроме этого ручной ввод исходных данных для расчета с бумажных отчетов ВТД значительно увеличивал сроки процесса обработки (за 8 часов инженерами диагностами, в зависимости от квалификации работы на компьютере, обрабатывалось от 50 до 120 дефектных труб).

Для минимизации количества ошибок и снижения трудоемкости проведения расчетов, выполнения анализа технического состояния ЛЧ МГ, контроля обследования и устранения дефектов, подготовки отчетных форм специалистами ИТЦ была разработана информационная среда «1Г Магистраль».

В настоящее время разработанный программный комплекс может накапливать информацию о 1714 межкрановых участках это составляет около 99 % от всего объема эксплуатируемой ЛЧ МГ Общества, что обеспечивает и позволяет решать следующие задачи:

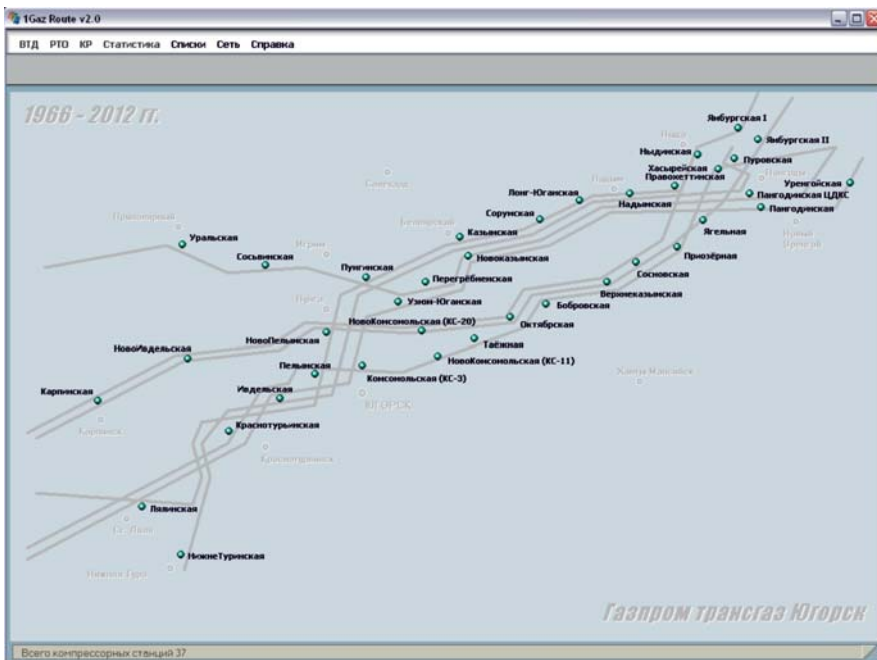


Рис. 1. Главное окно программного комплекса ИГ Магистраль

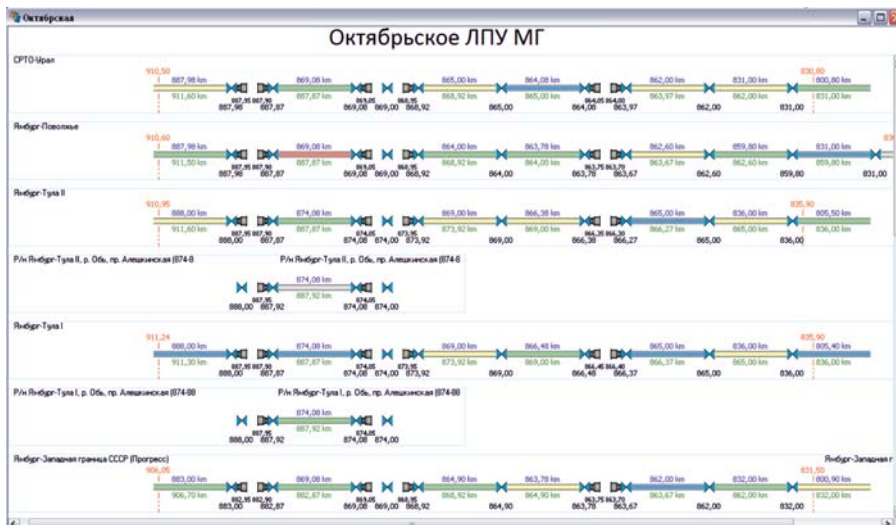


Рис. 2. Схематическое представление межкрановых участков

1. Вести централизованный учёт дефектов, выявленных в результате проведения внутритрубной дефектоскопии.

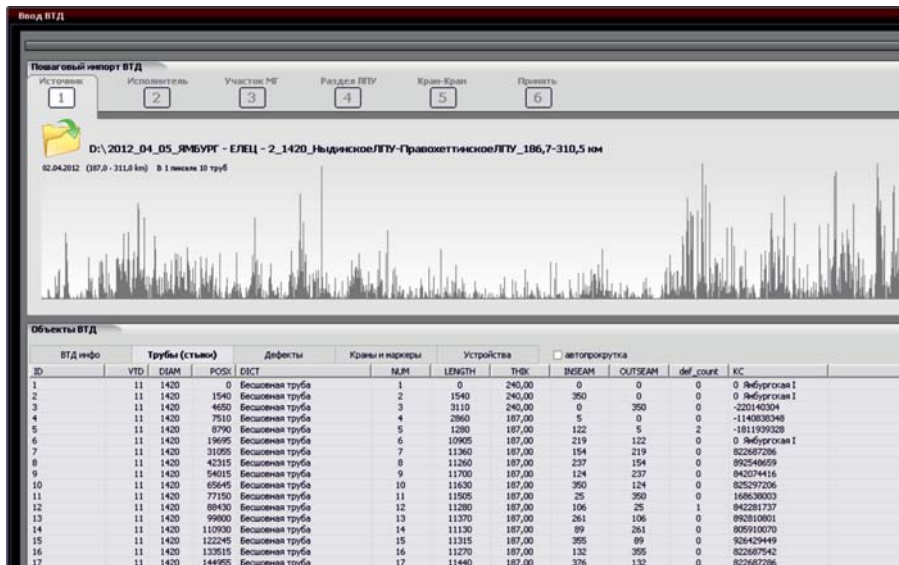


Рис. 3. Модуль импорта отчета ВТД

2. Формировать единообразные электронные отчеты, для чего были разработаны архитектура базы данных и требования к подготовке отчетов подрядными организациями.

3. Вносить с помощью программного модуля импорта электронный отчет автоматизировано в базу данных. При этом автоматизация процесса создания и дополнения базы данных по дефектам исключает возникновение ошибки при переносе информации о дефектах.

В программном комплексе заложены следующие расчетные модели:

- Для каждой дефектной трубы в соответствии с [3] и [4] выполняется расчет давления разрушения, в соответствии с «Инструкцией по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов» выполняется расчет сроков обследования дефектных труб в шурфах.
- Для участка газопровода в соответствии с [5] выполняется оценка класса безопасности участка газопровода и в соответствии с [8] рассчитывается показатель технического состояния.

Автоматизация расчетов исключила возможность появления ошибки, т. к. основой исходных данные для расчета (геометрические параметры дефекта, толщина стенки трубы) является импортированная база данных с электронной версии отчета.

4. Формировать для оперативной работы с целью принятия решения в программном комплексе с помощью специальных запросов к базе данных следующие виды отчетов:

- анализ технического состояния участка, который содержит подробную информацию о давлении разрушения и допустимом давлении на участке, показателе технического состояния, дефектных трубах требующих приборного обследования, статистических данных об обнаруженных дефектах;

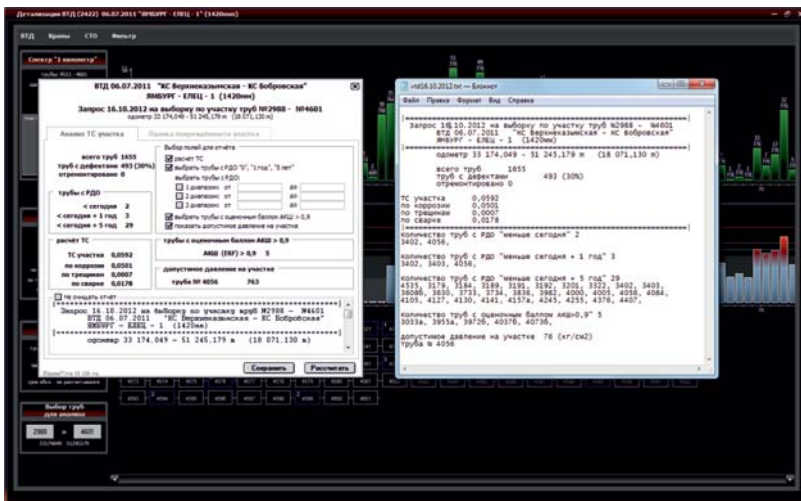


Рис. 4. Анализ технического состояния участка газопровода

- лист детализации дефектной трубы, который содержит полную информацию из отчета по ВТД и прочностных характеристик, результатов расчета давления разрушения, запланированных и проведенных обследований и ремонтах.

5. На основании результатов расчетов получать исходные данные для анализа общей картины состояния обследованных газопроводов и по заданным критериям выполнять планирование текущих ремонтов (программа УАВР-ЛПУ) и перспективных планов капитальных ремонтов подрядным способом.

В заключение хотелось отметить, что переход от бумажной к электронной документации в виде накопительной базы данных дефектов позволяет оперировать не с традиционными бумажными отчетами или с их электронными отображениями (отчеты на CD), а с формализованными «информационными объектами», описывающими текущее техническое состояние магистрального газопровода. При этом созданная информация всегда является актуальной и целостной. Данные, которые необходимы для решения поставленных задач, могут извлекаться из базы данных, обрабатываться, дополняться результатами натурных обследований дефектов.

Таким образом, использование программного продукта «1 г Магистраль» в качестве информационной среды сбора, хранения и обработки информации позволяет повысить эффективность и оперативность принятия управленческих решений по

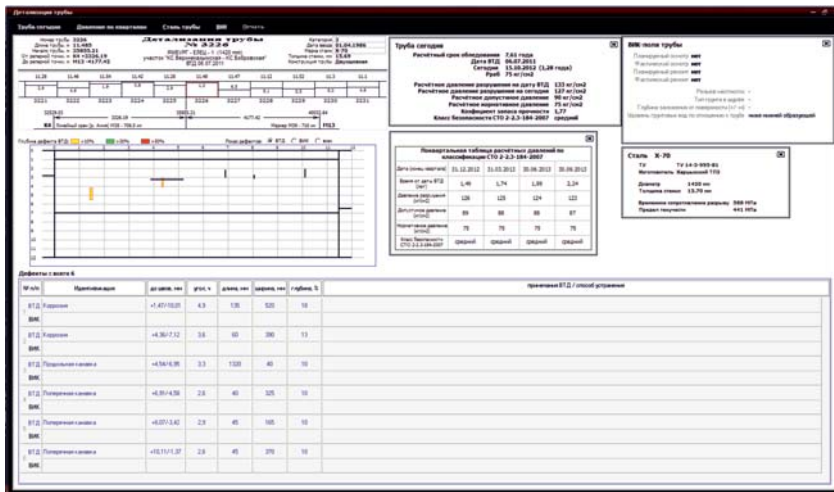


Рис. 5. Лист детализации трубы

планированию диагностических и ремонтных работ для обеспечения требуемой надежности и безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

### Литература

1. «Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании МГ (с изменениями 1)»;
2. СТО Газпром 2–2.3–095–2007: «Методические указания по диагностическому обследованию ЛЧ МГ»;
3. СТО Газпром 2–2.3–112–2007: «Методические указания по оценке работоспособности участков МГ с коррозионными дефектами»;
4. СТО Газпром 2–2.3–173–2007: «Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением»;
5. СТО Газпром 2–2.3–184–2007 «Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания»;
6. СТО Газпром 2–3.5–252–2008: «Методика продления срока безопасной эксплуатации МГ ОАО «Газпром»»;
7. СТО Газпром 2-2.3–253–2009: Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов.
8. СТО Газпром 2–2.3–292–2009: «Правила определения технического состояния МГ по результатам внутритрубной инспекции»

## АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ БЛОКОМ ЦИКЛОННЫХ ПЫЛЕУЛОВИТЕЛЕЙ НА ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

Демин И.С.

*Слесарь КИПиА, Юргинское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Одной из задач реконструкции и технического перевооружения электроприводных компрессорных станций является комплексная автоматизация технологического процесса, которая позволяет обеспечить повышение уровня технической эксплуатации, безопасности и эффективности работы оборудования компрессорной станции на принципах малолюдной технологии. На сегодняшний день работа компрессорной станции практически полностью обеспечена автоматизацией, что позволяет эксплуатировать её в режиме автоматического управления и регулирования, централизованно и, в большинстве случаев, без непосредственного участия эксплуатационного персонала.

Одной из систем, не подвергшихся автоматизации, является блок циклонных пылеуловителей (ЦПУ), предназначенный для очистки природного газа, поступающего на вход компрессорной станции, от механических примесей. Его обслуживание (заполнение, продувка, многоступенчатое заполнение в зимний период, выбор количества включенных в работу пылеуловителей с учетом фактической производительности газопровода, предупреждение аварийных ситуаций и т. д.) требует непосредственного контроля со стороны диспетчера КС и физического участия персонала при осуществлении оперативных действий.



Рис. 1. Блок циклонных пылеуловителей



В результате автоматизации блока ЦПУ появится возможность реализации большинства действий оперативного персонала и диспетчера КЦ, связанных с ЦПУ, в виде алгоритмов систем АСУ ТП и САР КЦ, осуществление через АРМ диспетчера дистанционного контроля, управления в ручном и автоматическом режиме запорной арматурой ЦПУ, вывод аварийной и предупредительной сигнализации, учёт времени наработки пылеуловителя.

Технические средства необходимые для осуществления автоматизации блока ЦПУ:

- Замена механических приводов кранов Д-1 – Д-3, П-18, П-28, П-38, П-17, П-27, П-37, П-15, П-25, П35 газовой обвязки ЦПУ электрическими приводами.
- Установка датчиков давления на каждый ЦПУ.
- Прокладка кабелей от аппаратной КЦ до блока ЦПУ для подключения датчиков давления, кабелей управления и контроля состояния запорной арматуры.
- Внесение изменений в алгоритмы АСУ ТП и САР КЦ для осуществления автоматического управления работой блока ЦПУ. Визуализация этих изменений на АРМ Диспетчера КС.

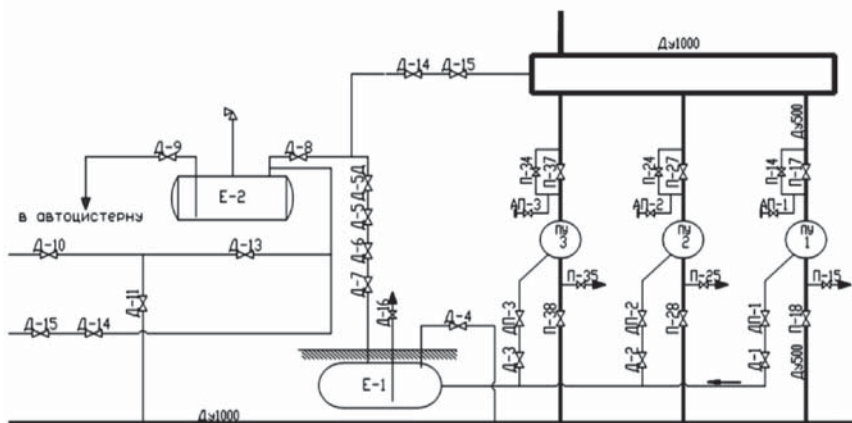


Рис. 2. Схема газовой обвязки блока ЦПУ

Возможные алгоритмы для автоматизации действий оперативного персонала:

- Продувка пылеуловителя;
- Остановка пылеуловителя по режиму работы;
- Остановка пылеуловителя для ревизии или осмотра;
- Аварийная остановка пылеуловителя;
- Пуск пылеуловителя;
- Поэтапный пуск пылеуловителя в зимнее время с 15 мин. выдержками давлений на ступенях 0,25Р, 05Р, 0.75Р.

## РАБОТА ПОСРЕДСТВОМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Донских И.В.

Монтер ЭХЗ, Новокузнецкое ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»

В ООО «Газпром трансгаз Томск» действует положение в области качества, о бесперебойной подачи газа потребителю. Наибольшее влияние на условия эксплуатации и срок службы подземных металлических сооружений оказывает коррозионная агрессивность окружающей среды, а также блуждающие постоянные токи, источником которых является рельсовый электрифицированный транспорт.

Воздействие указанных факторов и их сочетание может в несколько раз сократить срок службы стальных подземных сооружений и привести к необходимости преждевременной переладки морально не устаревших трубопроводов.

Единственным возможным способом борьбы с этим негативным явлением является своевременное применение мер по противокоррозионной защите стальных подземных сооружений. Кроме изоляционных покрытий подземных сооружений защищают с помощью наложения постоянного тока. Таким способом защиты газопровода от коррозии называют средства электрохимической защиты.

В ООО «НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ» г.Саратов представляет новую разработку, система коррозионного мониторинга «НГК СКМ» предназначена для сбора и обработки информации о коррозионных процессах и противокоррозионной защите подземных металлических сооружений и передача этой информации по интерфейсу RS 485 в системе телемеханики. У этой системы, по сравнению с аналогами, есть ряд преимуществ:

- максимальная дальность связи между устройствами сбора информации и контролем сопряжения 5 км.
- расширенный диапазон измерения защитного и поляризационного потенциала.
- максимальное количество точек сбора информации 32, подключение возможно как по линейной схеме, где блоки измерения подключены на один кабель для магистрального газопровода и отводов так и по лучевой схеме до 5 направлений, что позволяет использовать систему на промышленных площадках.





### **Функциональные возможности системы мониторинга**

Измерение, контроль «НГК–КИП» и передача по интерфейсу RS-485 (в системе телемеханики протокол MODBUS) следующих параметров:

- поляризационный потенциал подземного трубопровода по методу вспомогательного электрода по ГОСТ 9.602-89 в диапазоне от минус 2,0 до + 2,0 В;
- защитный потенциал в диапазоне от минус 10,0 до +10 В;
- ток катодной защиты в точке дренажа от 0 до 50 А методом измерения напряжения на внешнем шунте;
- ток поляризации вспомогательного электрода в диапазоне от минус 5 до +5 мА;
- состояние пластин датчиков скорости коррозии;
- вскрытие «НГК-КИП».

Просмотр вышеперечисленных параметров на встроенном индикаторе контроллера сопряжений (КССМ).

Отображение состояния блоков измерения (БИ) на встроенном индикаторе контроллера сопряжений (КССМ).

Обмен данными с системой телемеханики при отсутствии питающей сети ~230 В в течение 24 часов.

Защита линий связи и питания от импульсных перенапряжений.

В настоящее время уделяется внимание малолюдным технологиям обслуживанием промышленных объектов и в данном случае и в ООО «Газпром трансгаз Томск». Основной функцией персонала должно стать наблюдение за получаемой информацией систем коррозионного мониторинга, организация работ по устранению неисправностей, изменение показаний станций катодной защиты.

Наиболее опасном участке трассы магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс, Новокузнецкого ЛПУ МГ» район станции 681 км особенно подверженным влиянию блуждающих токов. На этом участке находится 2 железнодорожных перехода, 4 автомобильных перехода и подводный переход. Постоянный замер защитного потенциала на этом участке производится только в точке дренажа станции катодной защиты. В точках переходов удаленных от станций, замеры производятся 2 раза в год в соответствии с ГОСТ 51164-98 и потенциал периодически заходит за допустимые пределы и образуются зоны недозащиты. Внедрение системы коррозионного мониторинга на этом участке позволит обеспечить постоянный контроль защитного потенциала, с выводом показаний на автоматизированное рабочее место инженера ЭХЗ и своевременно производить корректировку работы станции катодной защиты.

Установив на 681 километре средства коррозионного мониторинга покрыв территорию трассы магистрального газопровода в размере 40 километров с 661 до 701 километра. Установив 32 штуки «НГК-КИП» производим соединение их между собой с помощью оптоволоконного кабеля.

В наиболее опасных местах газопровода (железнодорожные переходы 678 и 686 километр, автомобильные переходы 673, 678, 683 и 690 километр, подводный переход 677,7 километр), в дальнейшем будет возможно контролировать защитный потенциал на этом участке и оперативно изменять его, если он выходит за пределы защитного потенциала.

**Средние значения разности потенциалов «газопровод – земля» на линейной части магистрального газопровода «Парабель–Кузбасс»**

п/п	Пункт замеров	Дата замеров	Время изм.	Среднее значение, вольт.			Мгнов. знач., вольт	
				Полож.	Отриц.	общее	Макс.	Мин.
1	661 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
3	663 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,9	–1,7
4	663,3 км МГ СКЗ№ 6	12.09.2012	10 мин	–	–1,6	–1,6	–1,8	–1,6
5	663,4 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,8	–1,6
6	664 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,9	–1,9	–2	–1,8
7	666 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
8	667 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–2	–2	–2,1	–2
9	668 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,8	–1,7
10	669 км МГ	12.09.2012	10 мин	–	–1,6	–1,6	–1,7	–1,6
11	670 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,6	–1,6	–1,7	–1,6
12	671 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
13	671,7 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,1	–1,1	–1,2	–1,0
14	672 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–0,9	–0,9	–0,9	–0,8
15	673 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,0	–1,0	–1,1	–0,9
16	673.1 км МГ БСЗ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,6
17	674 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
18	675 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–2	–2	–2,1	–1,9
19	677 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,4	–1,4	–1,5	–1,4
20	677,5 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,2	–1,2	–1,2	–1,1
21	677,9 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–0,9	–0,9	–0,9	–0,8
22	678 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,0	–1,0	–1,0	–1,0
23	679 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,3	–1,3	–1,3	–1,2
24	680 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,9	–1,7
25	681 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,9	–1,8
26	681,4 км МГ СКЗ№ 7	11.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–2,1	–1,5
27	682 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,5
28	683 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,9	–1,6

п/п	Пункт замеров	Дата замеров	Время изм.	Среднее значение, вольт.			Мгнов. знач., вольт	
				Полож.	Отриц.	общее	Макс.	Мин.
29	683,5 км МГ УПЗ	11.09.2012	10 мин	–	–1,5	–1,5	–1,6	–1,3
30	683,6 км МГ УПЗ	11.09.2012	10 мин	–	–1,3	–1,3	–1,3	–1,2
31	684 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,2	–1,2	–1,2	–1,1
32	686 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–0,9	–0,9	–0,9	–0,8
33	686,3 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,2	–1,2	–1,3	–1,1
34	686,4 км МГ БСЗ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,7	–1,6
35	687 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,6
36	689 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,7	–1,6
37	689,94 км МГ СКЗ№ 8	11.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,7	–1,6
38	690 км МГ	11.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,9	–1,4
39	690,1 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,7	–1,7
40	691 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,7	–1,6
41	692 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,7	–1,6
42	694 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
43	695 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
44	696 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
45	697 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–2	–2	–2,1	–1,9
46	699 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,8	–1,8	–1,8	–1,9
47	700 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,7	–1,7	–1,8	–1,7
48	701 км МГ	10.09.2012	10 мин	–	–1,9	–1,9	–1,8	–1,9

### Литература

1. Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
2. Р 550-84 Рекомендации по электрохимической защите многониточных магистральных трубопроводов от подземной коррозии.
3. ГОСТ 9.602-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

## АЛГОРИТМ ПЕРЕДАЧИ, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И СИСТЕМАТИЗАЦИИ ПОТОКОВ ПОСТУПАЮЩЕЙ ИНФОРМАЦИИ В ДИСПЕТЧЕРСКУЮ СЛУЖБУ АЛТАЙСКОГО ЛПУМГ

**Зяблицкий А.В.**

*Диспетчер, Алтайское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Диспетчерская служба – это информационный центр, сюда стекается информация о функционировании всего ЛПУ. Информация различного характера, её объем и время поступления в целом никак не регулируется. Так в самые напряженные моменты работы диспетчера АлтЛПУМГ информация может приходиться одновременно с 6-ти источников: 2-х газовых телефонов, городского, мобильного телефонов, радиации и по электронной почте. Таким образом, диспетчер часто находится в ситуации дефицита времени. Из всего этого потока я выделяю два типа информации:

1-й тип – ежедневная повторяющаяся информация;

2-й тип – нестандартная информация, требующая анализа и принятия, какого либо решения.

Ясно, что для изыскания резерва времени логично систематизировать получение и фиксацию ежедневно повторяющейся информации. Для этого в нашем ЛПУ были разработаны:

1. Регламент взаимодействия ДС и производственного персонала – это алгоритм передачи, часто повторяющейся информации;

2. Журнал диспетчера на базе Microsoft Excel – это инструмент распределения, систематизации и обработки передающейся в ДС информации.

Рассмотрим подробнее эти два инструмента.

### **Регламент взаимодействия ДС и производственного персонала.**

Регламент четко описывает взаимодействие диспетчера с инженерно-техническими работниками, линейным оперативным персоналом и операторами ГРС. В нём прописан алгоритм кто, когда и как должен передавать информацию в диспетчерскую службу. Таким образом, число вопросов к диспетчеру заметно уменьшается, а типовая форма передачи информации диспетчеру позволяет существенно снизить время на обработку получаемой информации. Фактически данный алгоритм четко описывает следующие правила:

1. Работник четко должен знать когда, как и что передавать диспетчеру

2. Информация не должна дублироваться

3. Информация в ДС передается в четко регламентированной последовательности

### **Журнал диспетчера на базе Microsoft Excel**

Большую часть ежедневной работы диспетчера составляет сбор технологического режима работы МГ и ГРС, информация о работе сотрудников и подрядных

организаций на трассе, капитальном ремонте, огневых и газоопасных работах и др., учет газа, поставляемого потребителям и газа, используемого на СТН. Для обработки всего этого массива и был разработан диспетчерский журнал. Создан он был ещё в 2009 году, постоянная корректировка, обновление и усовершенствование ведется постоянно. Огромным плюсом этого журнала является то, что он выполнен в Microsoft Excel, исправлять и добавлять, что-то новое не составляет никого труда, он полностью ведется и модернизируется силами диспетчерской службы АлтЛПУМГ.

Далее я хочу описать один день диспетчера АлтЛПУМГ при использовании регламента и журнала диспетчера, используя только лишь ежедневную информацию:

Начнем с 08—00 операторы ГРС заступив на смену передают диспетчеру информацию: Смену принял оператор Иванов, работаю до 14-00, дорога до ГРС есть (зима), состояние объекта. Диспетчер в «Журнале режима работы ГРС», вкладка «День» фиксирует у соответствующей ГРС из открывающего списка фамилию заступившего, с помощью заливки отмечает время работы оператора, в журнале состояния дорог делает отметку о состоянии дороги.

Сбор режима работы по каждой ГРС для простоты внесения копируется с предыдущего режима нажатием одной кнопки, операторы ГРС вызываются диспетчером в определенной заранее последовательности. «Журнал режима работы ГРС» создан таким образом, что при необходимости (вышла из строя автоматическая система внесения режима работы ГРС в Электронный журнал ПДС и т. п.) можно скопировать режим в Электронный журнал ПДС буквально за пару секунд. Данные о часовых расходах и температуре автоматически обрабатываются и переносятся во вкладку «Часовой расход». Данный лист заполняется полностью автоматически. Он содержит таблицы минимальных и максимальных часовых расходов газа на ГРС по суткам за текущий месяц, а так же температуры наружного воздуха за каждый день: минимальную, максимальную и среднюю. По этим данным строятся графики. Эти таблицы и графики используются для прогнозирования расхода газа при проведении каких-либо работ на ГРС или МГ, а так же для своевременной замены расходомерных шайб с летних на зимние и наоборот.

Информация о работах на трассе фиксируется в «Оперативном журнале» вкладка «День». Передача информация о работах передается согласно регламенту. Доклад всегда предоставляет непосредственный исполнитель работ либо ответственный за производство работ: служба, фамилия, объект МГ, характер выполняемых работ. Все ячейки, кроме времени и наименования работ, заполняются с помощью выпадающих списков, причем они взаимосвязаны. Например, выбрав службу ЭХЗ, в графе «фамилия» выпадает список работников службы ЭХЗ, а выбрав МГ «Барнаул – Бийск», в графе «объект» выпадает список только объектов МГ «Барнаул – Бийск». Каждый столбец имеет фильтр, что позволяет быстро и качественно находить интересующую информацию.

При отключение электроэнергии информация заносится в таблицу отключения электроэнергии находящуюся во вкладке «День», в конце месяца информация с



Рис. 1. Структура журнала диспетчера

ежедневных вкладок нажатием одной кнопки переносится в «Журнал отключения электроэнергии» во вкладку «Месяц».

Если проводятся работы связанные со стравливанием газа, они фиксируются в таблице работ связанных со стравливанием газа во вкладке «День». Необходимые данные для расчетов содержатся во вкладке «Расчеты». Здесь находятся таблицы расчетов стравливаемого газа при работах на ЛЧ и ГРС и продувках на свечу. Диспетчеру необходимо лишь указать исходные данные – давление, температуру и др. Поэтому посчитать объем стравливаемого газа можно в течение нескольких секунд. Таблица геометрических параметров ГРС упрощает процедуру расчета и сокращает время – в ней указаны геометрические объемы трубопроводов, с которых стравливается газ при основных работах на ГРС, таких как замена диафрагм, заправка одоризационных емкостей, ежегодные регламентные работы и др. Так же данный лист содержит таблицу расчета скорости движения потока газа. В конце месяца работы из таблиц находящихся в ежедневных вкладках нажатием одной кнопки копируются во вкладку «Месяц» в обобщающую таблицу вместе с исходными данными.

В 13-00 осуществляется передача информации о расходах газа за сутки по ГРС, которая фиксируется в таблице коммерческого учета газа, отпускаемого с ГРС потребителям и используемого на СТН. Особенность таблицы: расчет газа на продувку пылеуловителей и подрыв СППК производится автоматически, все параметры для расчета берутся из таблиц компонентного состава газа и журнала режима работы ГРС. Диспетчер лишь ставит время продувки (подрыва) и получает готовый результат. Итоговые данные по стравливанием за месяц, данные о расходе газа на отопление помещений ГРС, продувки пылеуловителей, подрывы СППК и подогрев товарного газа автоматически переносятся в итоговую таблицу во вкладке «СТН».

Суточные данные из ежедневных вкладок переносятся в таблицы во вкладке «Месяц» – таблицу суточных расходов газа по ГРС за текущий месяц по приборам учета ЛПУМГ и журнал отклонений показаний основных и дублирующих приборов учета газа на ГРС. При отклонении в показаниях более 0,5 % значение выделяется красным цветом, и диспетчер совместно со службой КИПиА выясняет причины разбаланса.

Все разрешения на производство работ в охранной зоне МГ и ГРС и наряд-допуски на проведение огневых и газоопасных работ фиксируются во вкладке «Разрешения», причем действующие на текущую дату выделяются зеленым цветом. Поэтому при большом количестве на трасе бригад и подрядных организаций диспетчер может в течение нескольких секунд проверить актуальность разрешающих документов (не надо пересматривать кипу бумаг), тем самым экономит свое время.

Итак, выделю основные положительные моменты, полученные от использования «Регламента взаимодействия ДС и производственного персонала» и «Журнала диспетчера»:

- Дублирование информации исключено: что, кем, как и когда четко описывается в регламенте.
- Значительно сократилось время на сбор и обработку газа на СТН.

- За счет автоматизации многих расчетов, добавления макросов в журнал диспетчера, нагрузка на диспетчера собирающего и передающего данные в ПДС по окончании месяца существенно сократилась.
- Контроль за подрядными организациями упростился, затрачиваемое время сократилось.
- За счёт возможности фильтрации работ в оперативном журнале, анализ и поиск нужной информации происходит гораздо быстрее и качественней.
- За счет последовательности при приёме и обработки информации, выросло качество фиксации и сократилось время на её внесение.
- Количество вопросов к диспетчеру уменьшилось, за счёт общедоступности Журнала диспетчера для работников.

Итог: большая часть информации необходимой диспетчеру в работе содержится в Журнале диспетчера, что очень удобно, все возможные операции автоматизированы, а регламент позволяет добавлять данные более быстро и удобно, а так же избавляет диспетчера от лишних вопросов и лишней информации. Регламент взаимодействия ДС и производственного персонала и журнал диспетчера легко адаптировать для работы в других ЛПУ, алгоритм и методики расчета остаются прежними, меняется лишь форма для внесения информации.



## ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

**Калиниченко М.И.**

*Начальник службы КИПиА, Алтайское ЛПУМГ,  
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

**Сайботалов Р.Т.**

*Инженер КИПиА, Алтайское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

В настоящее время одним из наиболее перспективных направлений развития автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), является создание сетей беспроводных преобразователей с автономным питанием. Подобные решения активно внедряются в различных отраслях промышленности по всему миру, поскольку позволяют достигать более эффективного, оптимизированного и безопасного управления производственными процессами.

Беспроводные технологии предоставляют возможность непосредственного подключения контрольно-измерительных приборов в беспроводную сеть через специальный шлюз, с целью организации цифровой последовательной связи. На основе этих технологий, созданы современные системы управления и контроля технологических параметров, состоящие из многоканальных измерителей-регистраторов и беспроводных датчиков (сенсоров), снабженных индивидуальными независимыми источниками питания.

В качестве практического примера использования беспроводных технологий, рассматривается система Smart Wireless, разработанная компанией «Emerson Process Management».

Актуальность рассмотрения данной системы обусловлена тем, что в 2012 году Новосибирским ЛПУМГ проводилась опытно-промышленная эксплуатация беспроводного оборудования компании «Emerson».



**Рис. 1. Структура самоорганизующейся сети**

В основе решений Smart Wireless лежит технология самоорганизующихся беспроводных сетей. В отличие от большинства подобных разработок, которые для передачи информации требуют наличия прямой видимости между датчиком и шлюзом, решения Smart Wireless предоставляют возможность беспроводным полевым приборам самим взаимодействовать друг с другом. При этом каждый прибор является полноправным, независимым участником беспроводной сети и способен самостоятельно обмениваться данными с другими устройствами, передавать как свою информацию, так и информацию от других средств измерений – в этом случае он является еще и ретранслятором сигнала (рис. 1). Приборы автоматически находят наиболее удобный путь для передачи сигнала в шлюз. При возникновении препятствий для прохождения сигнала по уже однажды пройденному маршруту, осуществляется автоматическая перенастройка на новую структуру каналов обмена информацией. Подобный способ организации передачи информации обладает надежностью более 99 %, что было доказано в ходе опытной эксплуатации.

Прием и передача данных в беспроводной сети осуществляется по радиосигналу на рабочей частоте 2,4 ГГц, по протоколу Wireless с использованием широкополосной модуляции с прямой последовательностью (DSSS) и автоматической псевдослучайной перестройкой рабочей частоты (FHSS). Данные методы значительно улучшают помехозащищенность радиоканала и позволяют осуществлять устойчивый обмен данными в условиях присутствия большого количества источников помех. Многоуровневый подход к обеспечению безопасности беспроводных сетей позволяет поддерживать защиту сети от несанкционированного доступа. Приборы в беспроводной сети используют методы шифрования, аутентификации, верификации, защиты от помех и управления ключами для обеспечения отправки данных через беспроводной шлюз Rosemount 1420 (рис. 2).



Рис. 2. Шлюз



Рис. 3. Преобразователь давления

Данный шлюз является главным узлом беспроводной сети и отвечает за управление, безопасность передачи данных, интеграцию их в систему верхнего уровня. Шлюз является точкой входа для передачи данных от беспроводных приборов, которые затем преобразуются в формат, совместимый с различными системами управления (DCS, PLK, ПК). В случае необходимости возможно быстрое и простое расширение сети, путем добавления дополнительных приборов общим количеством до 100 единиц.

Беспроводные решения Smart Wireless позволяют получать и обрабатывать информацию о показаниях преобразователей (датчиков) следующих типов:

- преобразователи давления (рис. 3);
- преобразователи температуры;
- преобразователи уровня;
- преобразователи параметров вибрации;
- преобразователи дискретных сигналов.

Каждый датчик оснащается собственной антенной и автономным источником электропитания для поддержания работоспособности в течение длительного времени.

В сравнении с эксплуатирующимися в настоящее время проводными системами, системы на основе беспроводных технологий имеют следующие преимущества:

- гибкость, быстрая перестраиваемость;
- экономия кабельной продукции;
- отсутствие дополнительной погрешности канала связи;
- отсутствие необходимости изготовления конструкций для прокладки кабельных линий;
- повышение надежности и безотказности работы системы;
- значительное сокращение времени монтажа и упрощение производства монтажных работ.

В 2009 году беспроводные преобразователи избыточного давления, разности давлений, температуры и дискретного сигнала от компании «Emerson Process Management» по результатам испытаний, проведенных ООО Фирма «Газприбор-автоматика», были рекомендованы к применению на объектах ОАО «Газпром». (Заключение об успешном проведении испытаний выдано 16 декабря 2009 г.).

В период с 13.03.2012 г. по 13.01.2013 г. была проведена опытно-промышленная эксплуатация и испытание беспроводных решений Smart Wireless, установленных на контролируемом пункте кранового узла Новосибирского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск».

Целью данных испытаний являлось подтверждение метрологических и эксплуатационных характеристик беспроводных приборов в реальных условиях эксплуатации, а также оценка работоспособности системы Smart Wireless в составе линейной телемеханики СТН-3000 производства ЗАО «Атлантиктрансгазсистема».

Согласно утвержденной программы опытной эксплуатации и методике испытаний, было смонтировано следующее оборудование:

- беспроводной шлюз Rosemount 1420 – 1 шт;

- беспроводной преобразователь давления Rosemount 3051S (модель 3051S-2-T-G-4A-2-E11-X-5A-WA3-WK1-B4-I1-M5-QG) – 3 шт;
- АРМ оператора для настройки и диагностики беспроводной сети – 1 шт.

Эксплуатация вышеуказанного оборудования производилась в непрерывном режиме в течение 10 месяцев, что позволило наблюдать за работой приборов в различные сезонные периоды, в том числе минусовые и плюсовые температурные пики.

Схема подключения оборудования на КП кранового узла приведена на рис. 4.

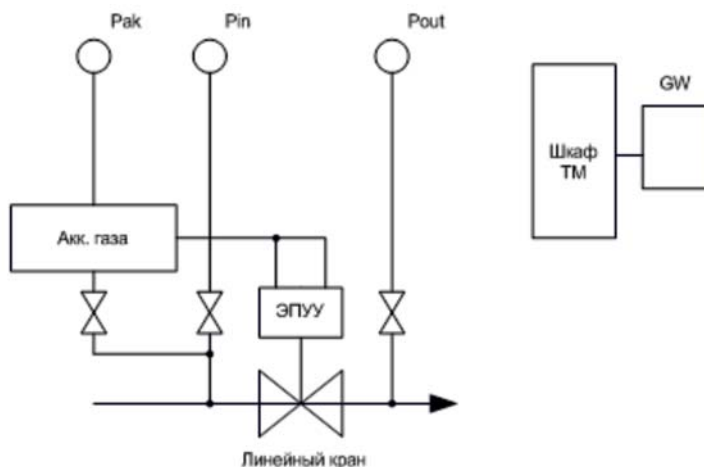


Рис. 4. Схема подключения оборудования

Беспроводные датчики Rosemount 3051S, были установлены в металлическом, неотапливаемом шкафу и осуществляли контроль следующих параметров:

- давление аккумулятора газа (Pак.)
- давление газа до линейного крана (Pин.)
- давление газа после линейного крана (Pout.)

Беспроводной шлюз Rosemount 1420 был размещен в блок-боксе ТМ антивандального исполнения (толщина металлических стенок – 3 мм).

Прямое расстояние между преобразователями и шлюзом составило около 50 метров.

Обмен информацией между шлюзом и контроллером ControlWaveMICRO, применяемом в системе телемеханики СТН-3000, осуществлена средствами протокола Modbus RTU по двухпроводной линии связи RS-485. Связь со всеми тремя датчиками давления была установлена напрямую без использования выносных антенн.

Информация от беспроводных приборов была выведена на мнемосхему технологического процесса и могла отслеживаться диспетчером. Кроме основных тех-

нологических параметров в систему передавались и контролировались диагностические параметры, такие как уровень заряда батареи, температура и прочие.

По окончании испытаний, был оформлен итоговый протокол и составлен отзыв о результатах эксплуатации.

Стоит отметить, что за всё время опытной эксплуатации беспроводные датчики и система Smart Wireless зарекомендовали себя как высоконадёжные средства автоматизации. Информация передавалась полностью и достоверно, сбоев при передаче пакетов не обнаружено. Влияние плюсовых и минусовых температурных пиков на работу датчиков и модулей питания не замечено. Падения напряжения аккумуляторных батарей зафиксировано не было. Беспроводные приборы подтвердили все заявленные производителем характеристики.

Себестоимость данного решения оправдывает себя в сравнении с проводными технологиями, при применении более 25 приборов на один шлюз, без учета монтажных работ. При этом существенно снижаются затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание: во-первых, отсутствует необходимость технического обслуживания кабельных линий и гермовводов; во-вторых повышается отказоустойчивость системы в целом (исключаются «слабые звенья», такие как платы аналоговых входов, искробезопасные барьеры, контакты электрических цепей).

Таким образом, применение беспроводных решений Smart Wireless производства компании «Emerson Process Management» является целесообразным как для крупных технологических объектов (КС, ГРС, камер приема/запуска ОУ), так и для контролируемых пунктов, в состав которых входит две и более крановых площадки.

## КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС

Коппа А.Ю.

*Инженер КИПиА, Новосибирское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Основной функцией газораспределительной станции является поддержание заданного давления газа, подаваемого потребителю. Автоматизация данного технологического процесса повышает надежность работы станции, уменьшает время реакции на изменение технологических параметров, упрощает эксплуатацию ГРС.

Разработанный комплекс автоматического редуцирования газа на ГРС реализован на четырех технических решениях:

- Алгоритм автоматического переключения линий редуцирования при отклонении выходного давления газа на 10 %;
- Алгоритм автоматического прекращения подачи газа потребителю при отклонении выходного давления газа на 15 %;
- Диагностика исправности линий редуцирования по частоте срабатывания СППК;
- Диагностика исправности линий редуцирования по контролю давления между регуляторами.

Данные технические решения реализованы на базе САУ ГРС СТН-3000, на одном из пяти стандартных языков программирования контроллеров – языке ST поддерживаемым средой разработки ControlWave Designer.

Рассмотрим подробнее данные технические решения.

Алгоритм автоматического переключения линий редуцирования основан на контроле выходного давления газа на ГРС. Алгоритм выполняется при условии выбора режима работы ГРС «Автоматический», заданной «Рабочей» линии и хотя бы одной заданной «Резервной» (рис 1). Также в рамках алгоритма задаются режим работы ГРС «Основной расход/Малый расход», одно из четырех состояний линий редуцирования «Не используется / В работе/ В резерве/ В ремонте» и уставки по выходному давлению (рис 2). На всех этапах выполнения алгоритма формируются текстовые сообщения на панель оператора и мнемосхему ДП.

Контроль давления газа на выходе ГРС осуществляется по двум параметрам: срабатывание электроконтактного манометра на выходе ГРС и предупредительная уставка по показанию датчика давления. В зависимости от режима работы ГРС, проверяется наличие резервных линий редуцирования. При наличии резервных линий входной кран данной линии открывается, кран рабочей линии закрывается и рабочая линия выводится в ремонт. После переключения на резервную нитку с задержкой 5 минут, проводится повторный контроль давления. В случае снятия аварии по выходному давлению, выполнения алгоритма завершается, в противном случае и при наличии других резервных ниток, переключение повторяется. При отсутствии резервных линий, формируется соответствующий сигнал аварии на панель САУ, мнемосхему ДП и выполнение алгоритма прекращается. (рис 3)

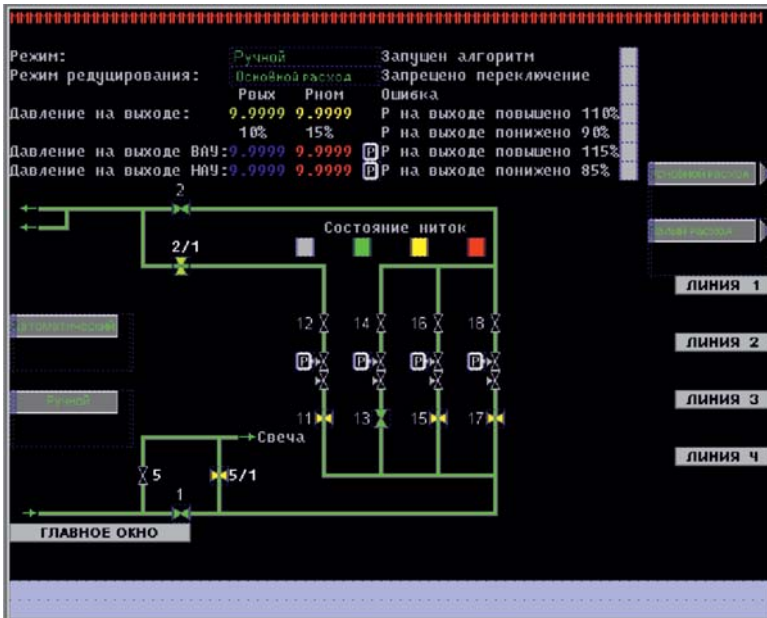


Рис. 1. Панель оператора UniOP. Алгоритм автоматического переключения линий редуцирования

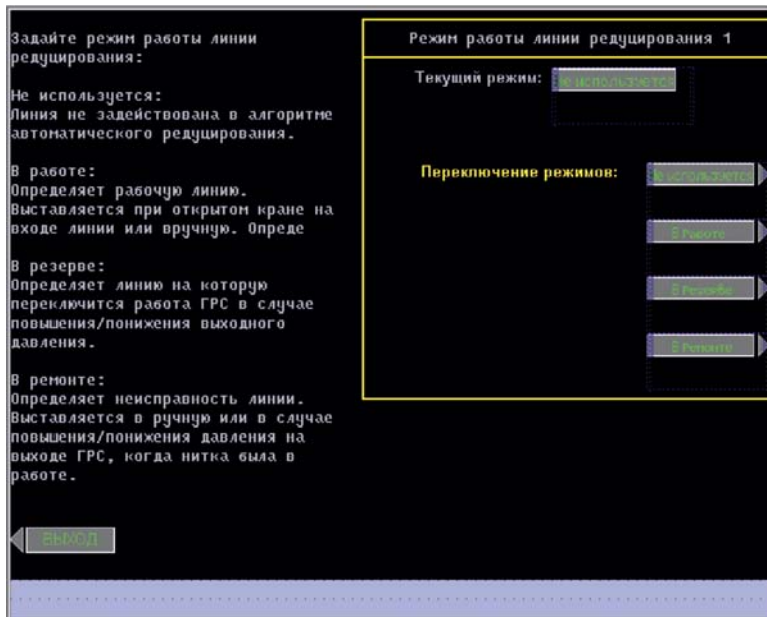


Рис. 2. Панель оператора UniOP. Выбор состояния линий редуцирования

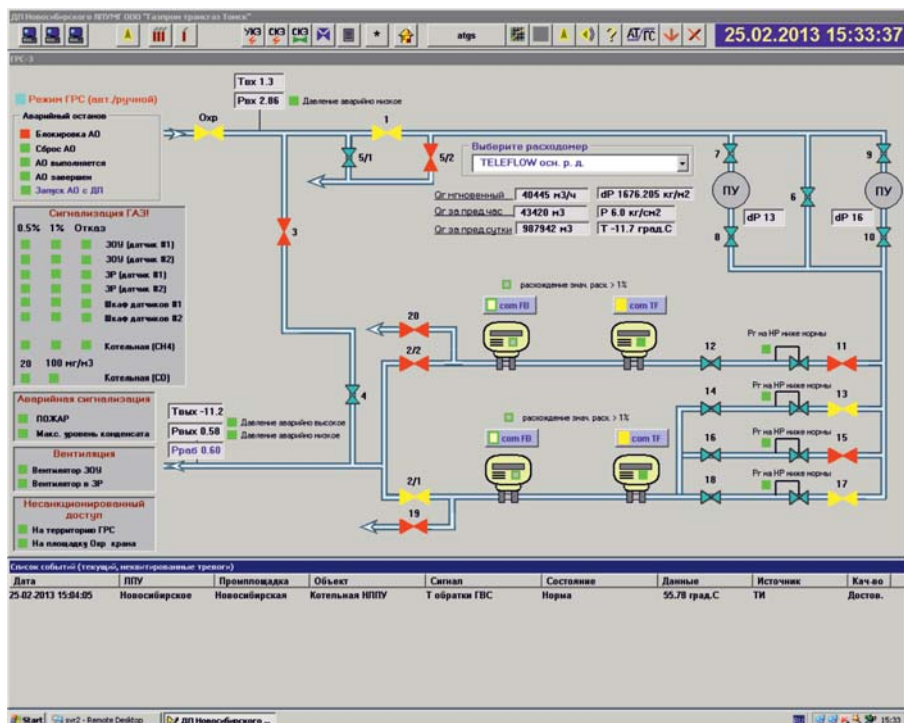


Рис. 3. Мнемосхема на АРМе диспетчера

Алгоритм автоматического прекращения подачи газа потребителю инициализируется при отклонении давления газа на выходе ГРС на 15 %, согласно показаний датчика давления и срабатыванию ДМа на выходе ГРС. При этом прекращается выполнение алгоритма автоматического переключения и подается команда на закрытие выходного крана ГРС. Прекращение подачи газа обусловлено тем, что отклонение на 15 % возможно лишь при аварии на ГРС или распределительном газопроводе.

Контроль исправности датчика давления реализован программно и в случае выхода его из строя, меры будут приняты оперативно. С электроконтактным манометром дело обстоит иначе. Контроль его работоспособности осуществляется только при проведении ТО и существует вероятность выхода его из строя в межремонтный интервал. При этом, вышеописанные алгоритмы не будут инициализироваться, так как запуск алгоритмов основан на обязательном срабатывании двух параметров. Для предотвращения такой возможности, необходимо дополнительно контролировать процесс редуцирования по косвенным признакам, путем контроля срабатывания предохранительных клапанов (СППК). Для этого на свечной трубопровод устанавливается датчик давления для контроля срабатывания СППК. При срабатывании СППК 2 и более раз в течении 5 минут инициализируется запуск алгоритма автома-



тического переключения линий редуцирования. Для предотвращения колебаний значения давления после СППК при закрытии клапана, применен стандартный ПИД-регулятор, позволяющий избежать ложных срабатываний по аварийной уставке.

Для комплексной диагностики процесса редуцирования, также необходимо контролировать работу спаренных или последовательно установленных регуляторов. В штатном режиме, в работе находится второй по ходу газа регулятор. Первый же регулятор настроен на чуть большее выходное давление и является контрольным. При нормальной работе спаренных регуляторов, давление между ними соответствует входному давлению ГРС. При неисправности второго регулятора, в работу включается первый и давление между регуляторами падает до давления на выходе ГРС. Контроль давления между регуляторами осуществляется электроконтактным манометром (ДМ), и сигнализация с него выводится на САУ ГРС. Таким образом, при срабатывании ДМа, инициализируется запуск алгоритма автоматического переключения линий редуцирования, тем самым выводя неисправную линию из работы.

До внедрения данного комплекса различные алгоритмы автоматического редуцирования оперировали только значениями выходного давления. При данной архитектуре возможна ситуация в которой алгоритм не запустится при отклонении давления, например неисправность датчика или электроконтактного манометра. Разработанный комплекс всесторонне контролирует процесс редуцирования. Алгоритм автоматически переводит работу ГРС на резервную линию редуцирования по отклонению давления на выходе ГРС, по срабатыванию предохранительных клапанов, по выходу из строя одного из двух спаренных регуляторов. Данные технические решения сводят к минимуму возможность отклонения давления на выходе ГРС за пределы допустимых значений.

Разработанный комплекс АСУ ТП внедрен при капитальном ремонте ГРС-3, программное обеспечение отлажено и испытано на действующем объекте. Наладка технических и программных средств выполнена собственными силами.

Применение данных технических решений позволяет значительно повысить надежность работы ГРС и максимально исключить человеческий фактор в вопросе безопасности подачи газа потребителям.

## ОРГАНИЗАЦИЯ, ПРОГРАММНОЕ И АППАРАТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ, ИХ ХРАНЕНИЕ И ОБРАБОТКА С УЗЛА УЧЕТА ГАЗА КС «ОМСКАЯ», КОТЕЛЬНОЙ КС «ОМСКАЯ»

Курико М.В.

*Слесарь КИПиА, Омское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Мгновенный расход газа является одним из основных параметров работы газоперекачивающего агрегата. Так же, часто в различных ситуациях, сменному персоналу необходимо видеть изменение данного параметра во времени. Для сбора этой информации сменному персоналу компрессорной станции «Омская» приходилось ходить на узел учета состава и расхода газа. При работающих газоперекачивающих агрегатах это может привести к чрезвычайным ситуациям, так как от наблюдения за режимом отлучается либо сменный инженер, либо машинист газокompрессорной службы.

Узел учета состава и расхода газа на КС «Омская» состоит из двух отдельно стоящих зданий, находящихся в 150 метрах от главного щита управления. Это блок первичных приборов-преобразователей и блок вторичных приборов;



Рис. 1. Узел учета состава и расхода газа

На узле учета состава и расхода газа КС «Омская» установлены:

- ультразвуковой расходомер Controlotron - для учета расхода газа

Преимуществом данного расходомера является отсутствие контакта с измеряемым потоком газа, благодаря чему его работа не вызывает потерь давления, т. е. по эксплуатационным затратам это самый экономичный расходомер.



Рис. 2. Ультразвуковой расходомер Controlotron

- Поточный хроматограф MicroSam фирмы Siemens.



Рис. 3. Хроматограф MicroSam фирмы Siemens

Хроматограф MicroSam фирмы Siemens предназначен для количественного и качественного определения состава и физических свойств природного газа.

- Анализатор точки росы по воде и углеводородам – «КОНГ-Прима-10».

Так как у каждого из приборов, установленных на узле учета, имеется RS 485 интерфейс связи и Modbus протокол, для обмена данными, было принято решение разработать SCADA систему «Узел учета газа». А для организации связи использовать RS 485 интерфейс.



Рис. 4. Анализатор точки росы «КОНГ-Прима-10». Первичный прибор



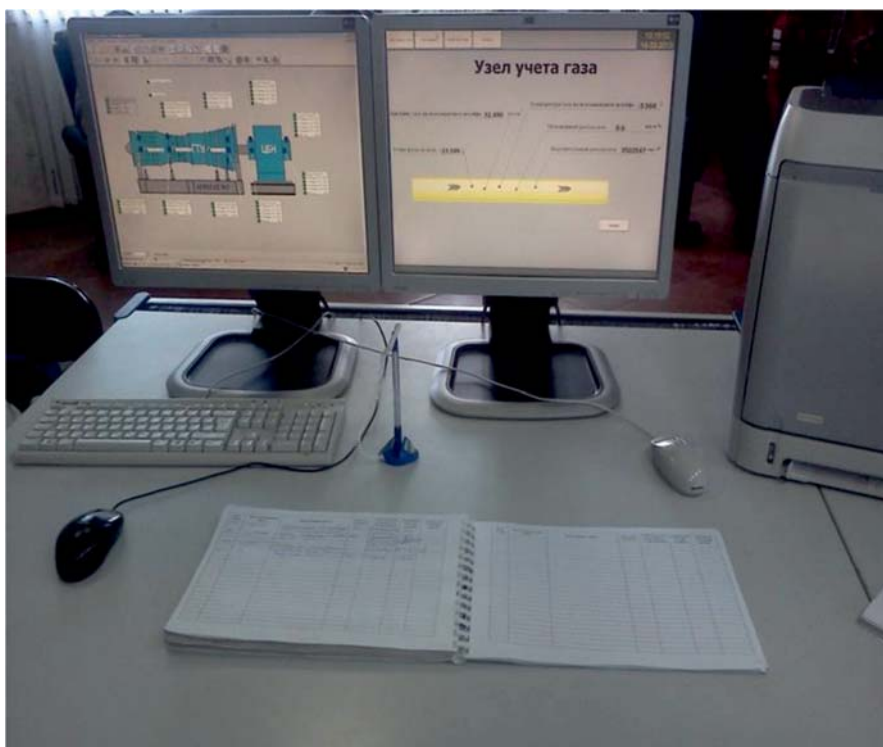
Рис. 5. Анализатор точки росы «КОНГ-Прима-10». Вторичный прибор

Сигналы интерфейса RS-485 передаются дифференциальными перепадами напряжения величиной (0,2...8) В, что обеспечивает высокую помехоустойчивость и общую длину линии связи до 1 км (и более с использованием специальных устройств – повторителей). Необходимость в закупке дополнительного оборудования (модули ввода, контроллеры), прокладке дополнительных кабелей отсутствовала т. к. RS-485 позволяет создавать сети путем параллельного подключения многих устройств к одной физической линии (так называемая «мультиплексная шина»).



**Рис. 6.** Схема подключения устройств к RS 485 линии

Подключение приборов осуществлялось преобразователем интерфейсов MOXA, к одному из уже имеющихся на ГЩУ персональных компьютеров.



**Рис. 7.** Главный щит управления



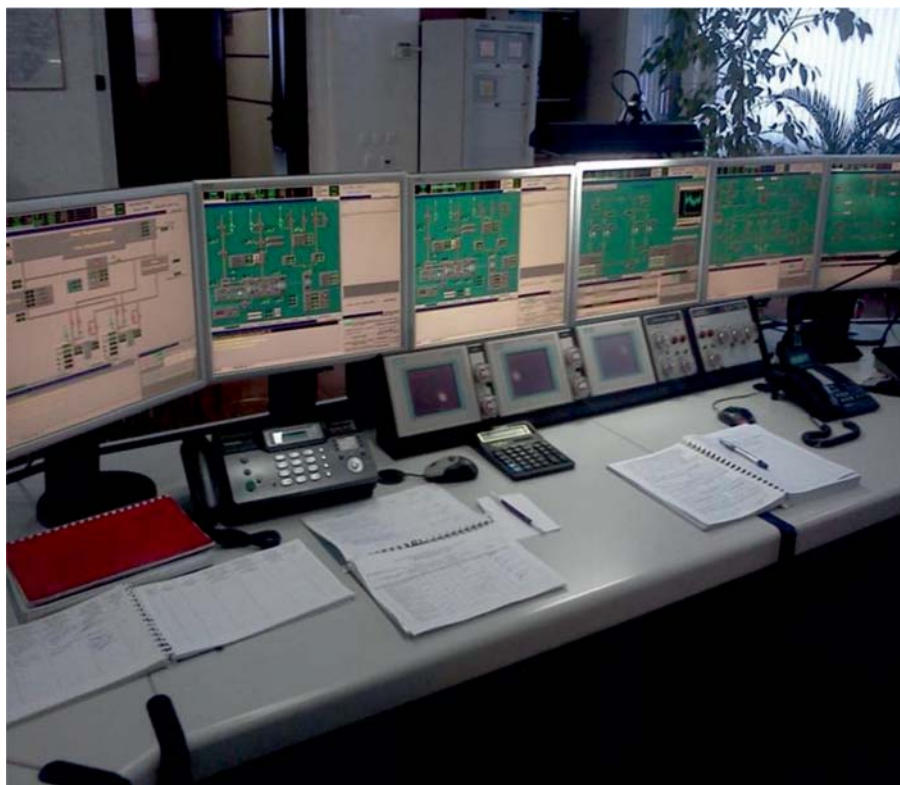


Рис. 8. Главный щит управления

Посредством пакета программ от Intouch Wanderware и универсального Modbus OPC/DDE сервера Lectus, разработанная SCADA система предоставляет на автоматизированное рабочее место сменного инженера данные с узла учета состава и расхода газа. А именно:

- 1) мгновенный расход газа
- 2) накопительный расход газа
- 3) температура газа на входе в компрессорный цех
- 4) давление газа на входе в компрессорный цех
- 5) точка росы газа на входе в компрессорный цех по воде

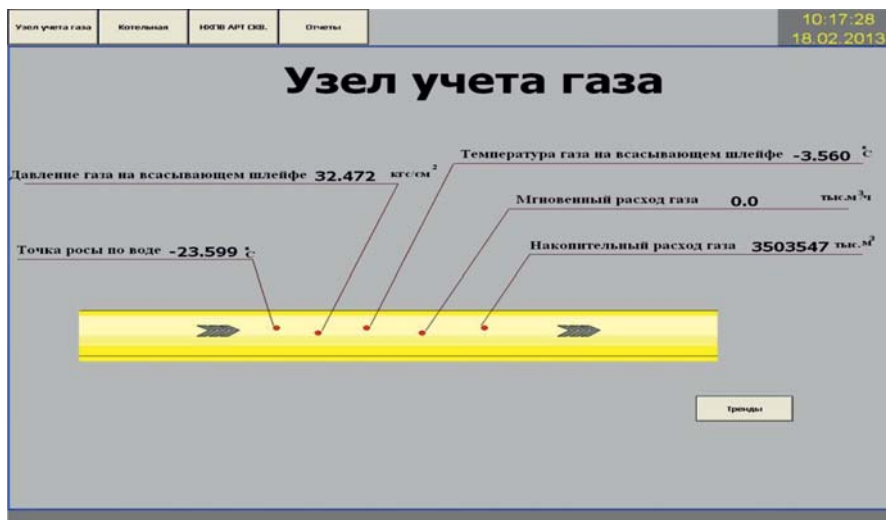
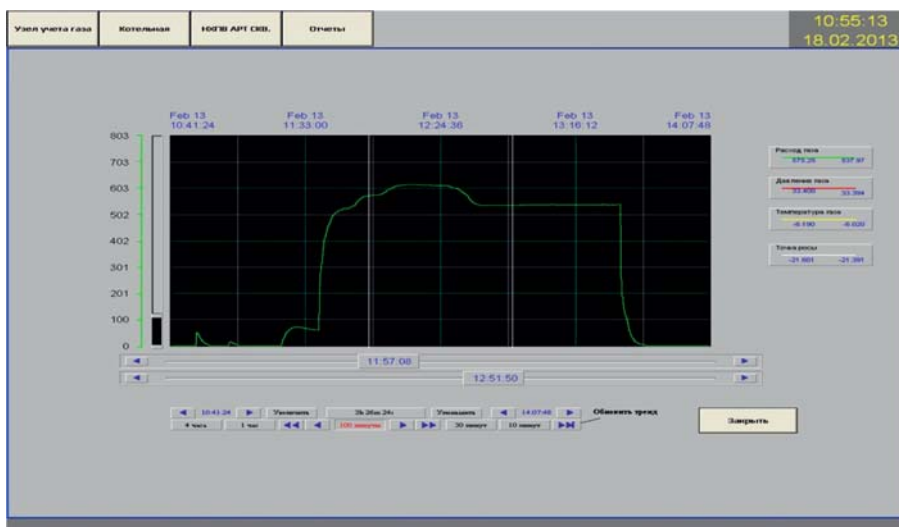


Рис. 9. SCADA система «Узел учета газа»

Все данные, приходящие в SCADA систему, архивируются и записываются в виде трендов. Это позволяет получать информацию по любому параметру за любой промежуток времени, что необходимо для анализа работы компрессорного цеха, и анализа различных нештатных ситуаций.



Позже в этой же SCADA системе «Узел учета газа» было реализовано:

- просмотр и управление температурой в помещении вторичных преобразователей узла учета и состава газа

Для управления электрическими тэнами в помещении блока вторичных приборов, используется регулятор температуры ОВЕН ТРМ – 10.

Данный прибор имеет возможность передачи данных, а так же записи данных для управления «уставками» температуры, по RS 485 интерфейсу.

С помощью OPC сервера «Овен» в SCADA систему были заведены все параметры с данного прибора.



Рис. 11. ОВЕН ТРМ – 10

- вызов программы «Пролог», для учета расхода газа на котельной КС «Омская»

На котельной КС «Омская», для учета расхода газа установлен корректор газа СПГ 762.1. Этот прибор совместно с преобразователем интерфейсов АПС 79 от фирмы «Логика», так же был подключен к персональному компьютеру. Программа «Пролог», бесплатно распространяемая ЗАО НПФ «Логика», позволяет снимать архивы расхода газа, потребляемого котельной за час/сутки/месяц, среднее давление газа за час/сутки/месяц, среднюю температуру газа за час/сутки/месяц, а так же видеть эти параметры в режиме реального времени на автоматизированном рабочем месте сменного инженера.





На котельной КС «Омская», для учета тепловой энергии, потребляемой компрессорным цехом, установлен счетчик тепла ТСРВ – 023. Данный прибор, так же по RS 485 интерфейсу был подключен к автоматизированному рабочему месту сменного инженера. Программа «Отчет – ТСРВ», бесплатно распространяемая ЗАО «Взлет», позволяет снимать архивы за любой промежуток времени: среднее давление прямой воды, среднее давление обратной воды, среднюю температуру прямой воды, среднюю температуру обратной воды, расход тепловой энергии. Это позволяет анализировать режимы работы котельной КС, непосредственно с АРМ сменного инженера.

Данная SCADA система используется уже полтора года. За время ее эксплуатации недостатков в системе не выявлено. Так же в будущем SCADA система может дополняться новыми параметрами с любых приборов.

## **ИНТЕГРАЦИЯ ГИС АБАТСКАЯ ИШИМСКОГО ЛПУМГ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ СУРГУТ» В СУЩЕСТВУЮЩУЮ СИСТЕМУ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ОМСКОГО ЛПУМГ**

**Лукашов М.С.**

*Инженер КИПиА, Омское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Расчет газовых потоков, транспортируемых по магистральным газопроводам – одна из важнейших задач, от точности решения которой, зависит соблюдение оптимальных режимов работы объектов газотранспортных систем. Управление режимом работы газотранспортной системы – это сложная задача и диспетчеру по транспорту газа необходимо внимательно отслеживать динамику поставок газа и отбора газа потребителями, при этом не допуская отклонений от запланированных показателей работы газотранспортной системы. В противном случае, если динамика поставки значительно отстает или превышает динамику отбора, режим работы газотранспортной системы находится в нестабильном состоянии и грозит нам, как минимум возможностью срыва бесперебойной транспортировки газа, и как максимум развитием ситуации до аварийной.

С развитием средств телемеханики появилась возможность получения достоверных режимных данных непосредственно с приборов учета. Эти данные, получаемые в реальном времени, в свою очередь, можно использовать для оперативного анализа и дальнейшего планирования режима работы газопровода.

ГИС Абатская стоит на границе 2 газотранспортных организаций: ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Томск», поэтому вполне логичным было решение об интеграции ГИС Абатская Ишимского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Сургут» в существующую систему телемеханики Омского ЛПУМГ, и соответственно дальнейшей передачей данных из Омского ЛПУМГ на центральный диспетчерский пульт (ЦДП) ООО «Газпром трансгаз Томск».

После решения организационных вопросов с ООО «Газпром трансгаз Сургут» по разрешению на монтаж оборудования, доступа наших сотрудников для производства работ и т. д., начались работы по монтажу оборудования. На момент начала работ, оборудование ГИС Абатской работало по следующей схеме: информация с приборов учета SuperFlow-II-E через концентратор передавалась по модемной линии связи до персонального компьютера, расположенного в операторной ГИС с установленным программным комплексом «HOST». Эта программа является приложением для соединения с приборами учета SuperFlow-II-E и снятия информации, в том числе архивов.

При производстве работ основным требованием представителей ООО «Газпром трансгаз Сургут» было по возможности максимально сохранить прежнюю схему работы с узлами учета. Из-за этого требования все наши предварительные решения по монтажу оборудования и по программному обеспечению контроллера были откинута. В итоге остановились на одном из немногих решений, как наиболее легко реализуемое и как следствие более надежное, а именно использование контроллера как повторитель сигналов с чередованием функций RTU. КП ГИС состоит из контроллера ControlWave Micro, преобразователя интерфейсов Moxa Nport 5250,

блока питания на 12 В и радиомодема DataRadio T96SR. Все это оборудование широко применяется в системах автоматизации и телемеханизации на линейной части магистральных газопроводов и ГРС по всему Обществу.

Суть решения состоит в следующем: Интерфейс RS-232 модема, находящегося в операторной ГИС, вместо подключения к персональному компьютеру по «старой» схеме, подключается к одному из портов преобразователя интерфейсов Моха Nport 5250. Моха в данном случае играет роль расширителя портов для контроллера, т. е. порты преобразователя являются виртуальными портами контроллера. Ко второму порту, посредством интерфейсного RS-232 кабеля, подключается персональный компьютер оператора ГИС. Этот порт постоянно «прослушивается» контроллером и при запросе программой «HOST» с компьютера оператора ГИС, в контроллере выставляется флаг, по которому запускается функциональный блок. Этот блок прекращает обмен данными между контроллером и вышестоящим узлом ПРС-11 Рыжково, данные поступившие с узлов учета и записанные в регистры остаются неизменными до окончания работы этого блока.

Далее этот функциональный блок организует работу контроллера как обычного повторителя сигналов. Опрос, поступающий с компьютера оператора ГИС на порт преобразователя интерфейсов Моха Nport 5250, дублируется на выходе второго порта и соответственно уходит к узлам учета. Ответ с узлов учета аналогично дублируется, и передается в полном соответствии на порт преобразователя интерфейсов и далее в компьютер оператора ГИС в программу «HOST». Для программы «HOST» в данном случае работа контроллера абсолютно «прозрачна».

Если же программа на компьютере оператора ГИС не опрашивает узлы учета, то флаг работы функционального блока повторителя не выставляется и контроллер работает в роли RTU. В этом случае используется стандартный функциональный блок обмена данными с SuperFlow-II-E. Данные уходят на вышестоящий узел и по цепочке на сервер СЛТМ Омского ЛПУМГ и далее на сервера ЦДП.

К моменту завершения пуско-наладочных работ специалистами СТС Омского ЛПУМГ были смонтированы антенна на ГИС Абатская, направленная на ПРС-11 Рыжково, радиочастотный фидер, радиомодем DataRadio T96SR, и получено разрешение на использование радиочастот. Для обеспечения передачи на «верхний уровень» также потребовалась небольшая коррекция программы контроллера на ПРС-11 Рыжково.

Для отображения данных на диспетчерском пульте управления (ДПУ), внесли в базу данных ObjectServer ГИС Абатскую, как объект, и сигналы передаваемые с нее, настроили периоды опроса. Также добавились сигналы в базу данных Rtar, добавлена визуализация окна ГИС в АРМе Диспетчера Омского ЛПУМГ. Все элементы визуализации привязаны к точкам базы данных Rtar и обновляются в реальном времени. Все корректировки в базах данных ObjectServer и Rtar на серверах СЛТМ, визуализации на АРМах Диспетчера выполнялись с помощью лицензионного программного обеспечения, установленного на АРМе системного инженера, который как раз и предназначен для выполнения работ подобного характера.

Диспетчеру Омского ЛПУМГ нет необходимости просматривать большое количество параметров, в основном это качественные параметры – состав газа и

ГИС "Абатская"

### Параметры газа

	1 SFII	2 SFII	3 SFII
Плотн.	0.6850	0.6850	0.6850
CO2	0.1080	0.1080	0.1080
N2	1.2200	1.2200	1.2200
Р бар	757.6	757.6	757.6

	1 SFII	2 SFII	3 SFII	Итого
dP, кгс/м2	0.0	3467.6	0.0	
P, кгс/см2	2.26	60.12	23.17	
T, град. С	-9.8	1.9	-6.6	
Qг мгнов.	0	1132556	0	
Qг за пред. час	0	1131012	0	1131
Qг за пред. сутки	0	27092400	0	27092

**Закрыть**

Рис. 1. Окно ГИС Абатская на ДПУ Омского ЛПУМГ

основные технологические параметры – перепад давления на сужающем устройстве, давление и температура газа, а также расходы мгновенные, за предыдущий час и за предыдущие сутки по каждому расходомерному узлу отдельно. Диспетчеры производственно-диспетчерской службы Администрации Общества, нужно более расширенное представление о ГИС Абатской: дополнительно выведены данные о средней температуре, давлению и перепаду давления газа за предыдущий час и

003 "Газопровод Тимк" - Система ЛПУ - ГИС

К схеме ЛЧ

Замерный узел №1	Замерный узел №2	Замерный узел №3
P = 2.26 T = -9.91 dP = 0.00 P <sub>ср</sub> = 3.29 T <sub>ср</sub> = -9.87 dP <sub>ср</sub> = 0.00 P <sub>с</sub> = 3.36 T <sub>с</sub> = -11.49 dP <sub>с</sub> = 0.00 Q = 0 Q <sub>ч</sub> = 0 Q <sub>с</sub> = 0	P = 60.12 T = 1.86 dP = 3480.37 P <sub>ср</sub> = 61.12 T <sub>ср</sub> = 1.90 dP <sub>ср</sub> = 3442.51 P <sub>с</sub> = 62.93 T <sub>с</sub> = 1.74 dP <sub>с</sub> = 3329.34 Q = 1134186 Q <sub>ч</sub> = 1131012 Q <sub>с</sub> = 27092400	P = 23.13 T = -6.62 dP = 0.00 P <sub>ср</sub> = 24.16 T <sub>ср</sub> = -6.58 dP <sub>ср</sub> = 0.00 P <sub>с</sub> = 24.56 T <sub>с</sub> = -7.85 dP <sub>с</sub> = 0.00 Q = 0 Q <sub>ч</sub> = 0 Q <sub>с</sub> = 0
Плотн.: 0.6850 CO2 = 0.1080 N2 = 1.2200 P бар. = 757.6 D днэфр. = 340.0000 D тробопр. = 577.4000 ТКРП днэф. = 0.000016 ТКРП троб. = 0.000011 R кр. днэф. = 0.040000 Шерок. тр. = 0.1500 Пер. пров. 1.0	Плотн.: 0.6850 CO2 = 0.1080 N2 = 1.2200 P бар. = 757.6 D днэфр. = 489.9700 D тробопр. = 976.5699 ТКРП днэф. = 0.000016 ТКРП троб. = 0.000011 R кр. днэф. = 0.040000 Шерок. тр. = 0.1500 Пер. пров. 1.0	Плотн.: 0.6850 CO2 = 0.1080 N2 = 1.2200 P бар. = 757.6 D днэфр. = 490.0100 D тробопр. = 577.2000 ТКРП днэф. = 0.000016 ТКРП троб. = 0.000011 R кр. днэф. = 0.040000 Шерок. тр. = 0.1500 Пер. пров. 1.0

Рис. 2. Мнемосхема ГИС Абатская на ЦДП

за предыдущие сутки, информация о сужающем устройстве по каждому расходомерному узлу отдельно.

Посредством базы данных Rtar на серверах ЦДП производится суммирование расходов по расходомерным узлам, в зависимости от выставленного флага об участии в расчетах. Флаг выставляется по каждому расходомерному узлу отдельно. Эти значения поступают в подсистему глубокого архива, и автоматически передаются в другие программные продукты, такие как диспетчерский журнал и программный комплекс «Астра».

Наряду с данными поступающими со всей газотранспортной системы, проводится анализ текущего режима и прогнозирование дальнейшего состояния газотранспортной системы. Также эти данные в будущем возможно интегрировать с программными комплексами Межрегионгазов, для планирования и отчетности по транспорту газа.

Актуальной стала интеграция ГИС в связи с тем, что ГИС Абатская стоит на границе ООО «Газпром трансгаз Сургут» и ООО «Газпром трансгаз Томск». Поэтому нашей организации необходимо «видеть» данные напрямую с узлов учета расхода газа ГИС для коммерческого учета экспортируемого / импортируемого газа, и подведения итогов в сведении баланса между нашими организациями.

## ЭЛЕКТРОПРИВОД С ЭНЕРГОАККУМУЛЯТОРОМ ДЛЯ ШАРОВОГО КРАНА

**Матвеев К.Ф.**

*Директор по науке, ОАО «Томский электромеханический завод»*

Для управления запорной арматурой применяют приводы следующих типов:

- поршневые приводы (пневматический, пневмогидравлический, электрогидравлический);
- пневматические приводы со струйным двигателем;
- электрические приводы с механическим редуктором;
- ручные приводы с механическим редуктором;
- ручки (рычаги), маховики.

В автоматизированных системах управления применяются в основном поршневые электрогидравлические приводы и электрические приводы. Электрогидравлические приводы в своей конструкции содержат аккумулятор позволяющий выполнять перестановки арматуры при отсутствии электроэнергии. Электрические приводы могут применяться для этих целей, но для них необходимо постоянное наличие электроэнергии на объекте. Это является существенным недостатком, сдерживающим применение электроприводов на объектах запитанных по второй категории. Другим их недостатком является сложность изготовления качественного малогабаритного редуктора с большим выходным моментом. Решение указанных недостатков позволит в ряде случаев использовать малогабаритные электрические приводы взамен электрогидравлических приводов, что позволит исключить работы по обслуживанию гидравлических систем приводов.

Разработанные ОАО «Томский электромеханический завод им. В. В. Вахрушева» взрывозащищенные электроприводы серии ЗЭП [3] могут быть использованы для управления шаровыми кранами. Редуктор электропривода выполнен с циклоидальным зацеплением [4], за счет чего достигается высокий выходной момент при малых габаритах редуктора. Коэффициент полезного действия (КПД) достигаемый в редукторе данного типа превышает  $0.75 \div 0.80$  при выходных моментах  $10\text{--}15 \text{ кН} \cdot \text{м}$ . Результаты проводимых экспериментальных работ показывают возможность создания малогабаритных силовых редукторов на основе циклоидального зацепления с выходными моментами достаточными для управления шаровыми кранами диаметром до  $DN = 500 \dots 1400 \text{ мм}$ , что, соответственно, после необходимой проработки даст возможность использования электроприводов для управления кранами большого диаметра.

Упрощенная схема электропривода ЗЭП показана на рисунке 1.

Входное напряжение промышленной сети  $380 \text{ В}$   $50 \text{ гц}$  преобразуется в постоянное с выпрямителем «В», далее постоянное напряжение используется для питания преобразователя «П» и системы управления «СУ». Преобразователь в свою очередь питает электродвигатель «Д» и задает требуемую скорость и момент вращения на выходном валу. Через редуктор «Р» вращающий момент передается на шаровой кран «ШК». Электродвигатель выполнен синхронным с ротором на постоянных магнитах, что также повышает КПД и сокращает габариты системы. Особенностью



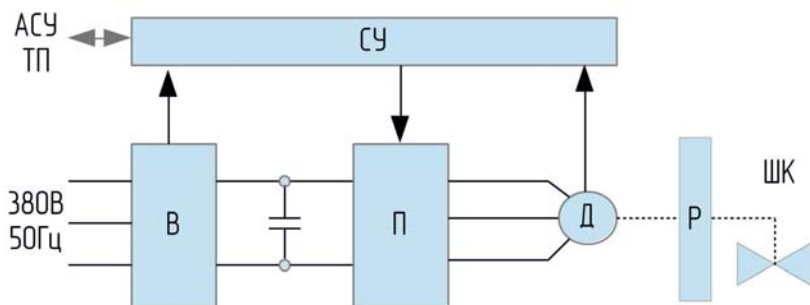


Рис. 1. Структурная схема электропривода

данной схемы является то, что потребляемый приводом ток при срыве (максимальный момент сопротивления, но нет движения) арматуры минимален. Максимальная мощность потребляется только в случае максимального момента и максимальной скорости поворота. Причем потребляемая мощность при необходимости может быть ограничена системой управления (рисунок 2), что позволит экономить ресурс источника электроэнергии.

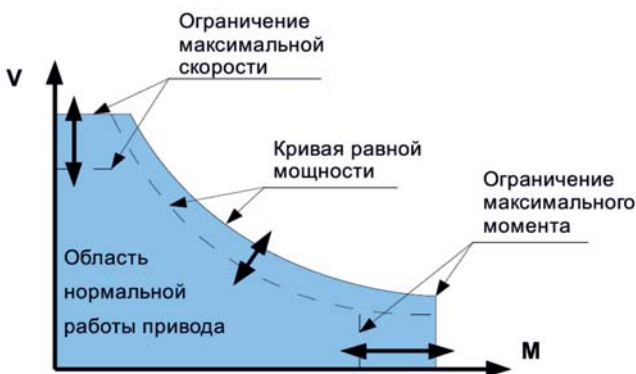


Рис. 2. Диаграмма потребляемой мощности

Для обеспечения возможности выполнять перестановку крана при отсутствии электрической энергии система должна быть оснащена накопителем. В роли накопителя может выступать аккумулятор или конденсатор большой емкости. В роли конденсатора большой емкости может выступать батарея электрохимических (ЭХК) конденсаторов (в литературе используется названия Ионистор, «Суперконденсатор», «Ультраконденсатор» и др.). Преимуществом данного типа накопителей является способность очень быстро (по отношению к аккумуляторам) принимать заряд и отдавать его. Срок службы батарей на их основе устанавливается 15 лет и более, причем в течение всего срока службы не требуется какого-либо обслуживания. В России производством подобных конденсаторов занимаются ЭСМА (ЭЛТОН), Елецкий завод «Энергия», ЗАО «Научно-производственное Объедине-



ние «ТехноКор», ИНКАР-М. Стоимость ЭХК в последние годы резко снизилась в свете развития гибридного и электрического транспорта.

Электропривод серии ЗЭП может быть дополнен накопителем энергии на основе ЭХК, как показано на рисунке 3.

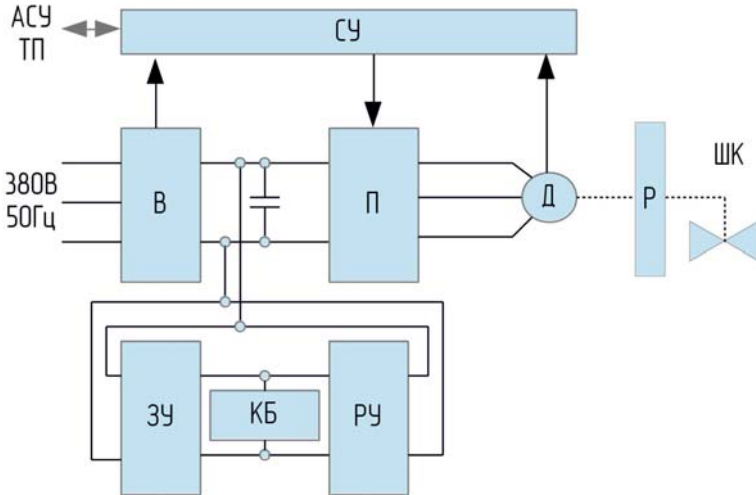


Рис. 3. Схема привода с накопителем энергии

Накопитель подключается к шине постоянного тока привода через зарядное устройство «ЗУ», выполненное по любой известной схеме, например [2]. ЗУ восстанавливает заряд накопителя – батареи конденсаторов «БК» – в периоды наличия основного источника энергии. В эти периоды электропривод имеет возможность выполнять перестановку крана без использования заряда накопителя. В случае внезапного отключения электросети электропривод будет потреблять необходимую энергию от БК через разрядное устройство «РУ». Энергии накопленной в БК должно хватать на осуществление минимум двух циклов перестановок крана. Причем саморазряд батареи за время отсутствия электросети не должен существенно снизить накопленный заряд.

Требуемая энергия на одну перестановку крана составляет:

$$E_1 = \int M(\alpha) d\alpha / \eta,$$

где  $\alpha$  — угол поворота крана;

$M(\alpha)$  — момент сопротивления крана вращению;

$\eta$  — КПД электромеханической системы привода.

На первом этапе допуская, что момент сопротивления вращению крана не изменяется и всегда равен максимальному (в реальности момент максимальный только при полностью закрытом кране находящемся под давлением), получим, что суммарная энергия необходимая на два цикла перестановок должна быть не меньше  $E = M 2\pi / \eta$

Удельная эффективная энергоёмкость ЭХК в энергетическом окне от  $U$  до  $U/2$  составляет 5 кДж/кг и более (данные ЗАО «Элтон» [1]). Для сравнения требуемой массы накопителя в таблице 1 приведены основные характеристики электрогидравлических приводов производства «Тяжпромарматура» [5]. КПД электромеханической системы принято равным 0.50.

Таблица 1

Условное обозначение привода	Диаметр крана, мм	Крутящий момент в начале третьей перестановки, Нм	Масса привода, кг	Масса ЭХК, кг
КНПГ.ЭГП03.00.000	300	25300	420	63,6
КНПГ.ЭГП04.00.000	400	38200	570	96
КНПГ.ЭГП05.00.000	500	46200	570	116,1
КНПГ.ЭГП07.00.000	700	69400	970	174,3
КНПГ.ЭГП10.00.000	1000	130600	1650	328,1
КНПГ.ЭГП12.00.000	1200	258000	2890	648,1
КНПГ.ЭГП14.00.000	1400	325000	3280	816,4

Как можно судить из приведенных данных ЭХК имеют небольшую массу, и, в ряде случаев, использование электропривода с ЭХК может стать более выгодным, чем использование гидравлики.



Рис. 4. Электропривод шарового крана DN=300 мм

В настоящее время ОАО «ТЭМЗ» продолжает работы по исследованию редукторов с цевочным, псевдоцевочным и зацеплением для использования их в электроприводах с очень большими моментами вращения (до 170÷500 кНм). Опытный образец электропривода шарового крана с выходным моментом более 14 кНм показан на рисунке 4.

В заключение необходимо отметить, что подобное решение с использованием ЭХК применяется в маломощных регулирующих электрических приводах Rotork для приведения арматуры в положение безопасности при отключении электроэнергии [6].

### Литература

1. Варакин А.И., Варакин И.Н., Степанов В.Б. Новый модуль компании Элтон, предназначенный для работы в составе гибридного транспорта. 17 с., 2011. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.elton-cap.ru/products/prezentacii/>, свободный. – Загл. с экрана.
2. Матвеев К.Ф. Однотактный комбинированный преобразователь в системах заряда аккумуляторных и конденсаторных батарей. Дисс. канд. техн. наук.: 05.09.12 — Томск, 2005., 173 с.
3. Пушкарев И.И., Афанасьев Ю.Н. Электропривод для запорной регулируемой арматуры. Патент на полезную модель № 108816.
4. Пушкарев И.И., Ан И-Кан. Планетарная передача с псевдоцевочным зацеплением. Заявка на изобретение № 2011132549.
5. Тяжпромарматура. Каталог продукции 2011.
6. Rotork: Безопасное положение привода CVA. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rotork.com/ru/product/index/failtoposition>, свободный. Загл. с экрана.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖАТОГО ВОЗДУХА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗРА КС, СЛТМ

Мусрепов Е.А.

*Инженер КИПиА, Томское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

На сегодняшний день на объектах магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск» широко применяется запорно-регулирующая арматура (ЗРА) с пневмо- и пневмогидроприводами, использующая в качестве командной среды перекачиваемый газ(метан). При работе пневматических приводов с использованием энергии перекачиваемой среды неизбежно происходит выброс отработавшего газа в окружающую среду. При этом, учитывая большое количество арматуры на объектах МГ и количество переключений выполняемых в ходе плановых работ по техническому обслуживанию, а также ремонтных работ, наносится экологический ущерб окружающей среде на прилегающих территориях, возникает опасность загазованности, а также образуются экономические потери за счет безвозвратной потери ценного углеводородного сырья.

Однако существует другой эффективный способ подачи командной среды пневматическим приводам ЗРА на объектах МГ повышающий безопасность эксплуатации арматуры, исключая нанесение экологического ущерба и уменьшающий потери перекачиваемой среды при работе пневматических приводов. Таким способом является использование в качестве командной среды сжатого воздуха. Сложность применения этого способа заключается в основном в том, что обеспечение необходимого для работы приводов давления и расхода воздуха чаще всего связано с установкой дополнительного оборудования. Использование же имеющейся на компрессорных станциях пневмосети для подачи рабочей среды не всегда возможно вследствие недостаточного уровня давления. Даже в случае обеспечения требуемого расхода воздуха, давления подаваемой среды будет достаточно не для всех типов пневматических приводов [3].

Рассмотрим возможность применения сжатого воздуха для управления ЗРА КС Томского ЛПУМГ. Исполнительными механизмами, использующими в качестве командной среды перекачиваемый КС, являются антипомпажные клапана фирмы «Mokveld», установленные на технологической обвязке каждого ЭГПА, и цехового регулятора.

При эксплуатации клапана фирмы «Mokveld» с пневматическим приводом происходит постоянный выброс отработанного газа в зону технологической обвязки ЭГПА, что не соответствует требованиям безопасной эксплуатации оборудования компрессорных станций.

Для работы антипомпажного клапана, на приборную часть (рисунок 1) подается газ высокого давлением, который очищается от механических примесей в фильтре высокого давления поз.1, понижается до давления 6–12 бар в редукторе высокого давления поз.2 и направляется в ресивер (емкость) поз.3, расположенный в верхней части цилиндра пневмопривода. Из ресивера газ выходит в трех направлениях:

1) На предохранительный клапан поз.4, срабатывающий при повышении давления в ресивере свыше 12 бар;

2) на два редуктора с фильтрами. Редуктор поз.6 понижает давление до 1,4 бар и подает газ на электропневмопреобразователь поз.7 который, получая электрический сигнал от 4 до 20 мА, преобразует его в пневматический и подает в качестве управляющего на позиционер поз.8, который, в свою очередь, подает управляющий сигнал на бустер поз.9; редуктор поз.5 понижает давление до 4–8 бар и подает его в качестве рабочего на позиционер поз.8;

3) на бустер поз.9 (или бустера), который перепускает большой объем газа на поршень пневмопривода в зависимости от пневмосигнала с позиционера.

Дроссель поз.10 служит для регулировки времени открытия и закрытия клапана и настраивается на заводе-изготовителе.

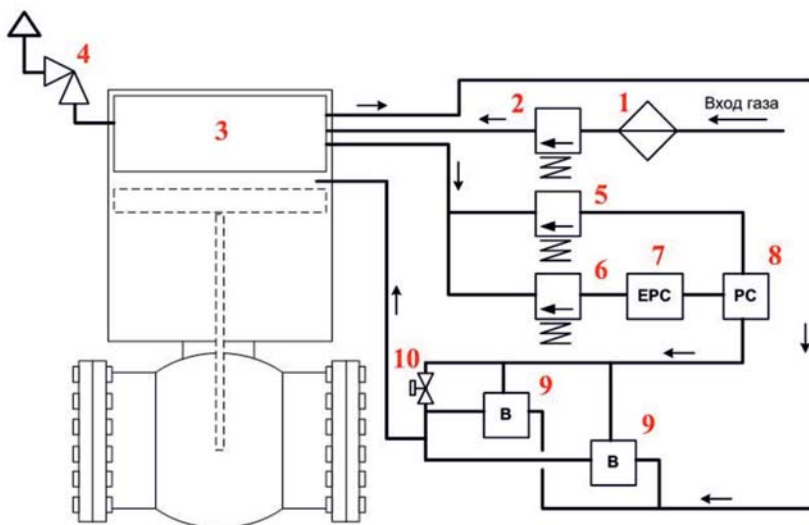


Рис. 1

С учетом конструктивных особенностей расход (сравливание/сброс в атмосферу) подводимого на приборную часть клапана импульсного газа составляет:

- через позиционер Mooge – 0,0056 м<sup>3</sup>/мин (постоянно);
- через бустер FAIRCHILD – 0,125 м<sup>3</sup> (соответствует объему надпоршневой полости привода, происходит в процессе одного полного открытия клапана);
- через предохранительный клапан в случае, если давления импульсного газа за редуктором высокого давления Fisher превысит 12 бар.

Таким образом, даже при отсутствии перестановки расход газа антипомпажными клапанами на КС составит 40 м<sup>3</sup> в сутки или 14400 м<sup>3</sup> за год, что соответствует расходу небольшой котельной.

Система управления приводом Моквелд работает от источника газа высокого давления, величина которого может составлять от 39 до 56 бар. При этом максимальное, кратковременное давление может достигать 100 бар, а минимальное не менее 25 бар. Данные ограничения позволяют использовать имеющуюся на компрессорной станции пневмосеть только для подачи воздуха на дожимной (бустерный) компрессор (рисунок 2). Применение дожимного компрессора позволяет использовать подготовленный, прошедший очистку и осушку воздух и поднять давление среды от 0,5 МПа до 4–5 МПа, при этом решается проблема установки дополнительных коллекторов сжатого воздуха.

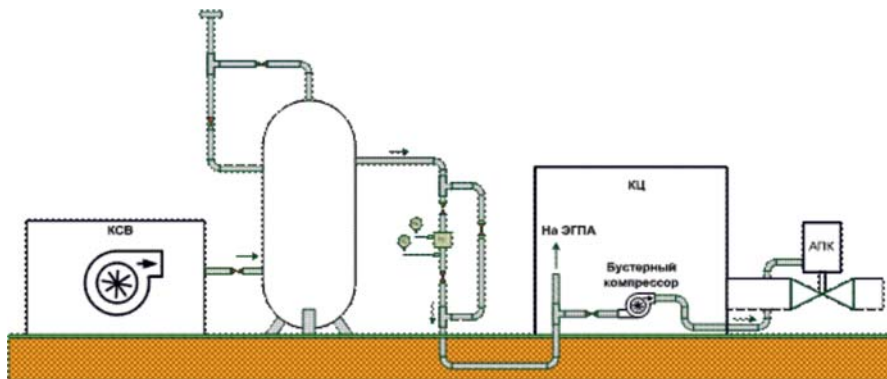


Рис. 2

Использование сжатого воздуха на объектах СЛТМ МГ и охранных крановых узлах КС имеет не менее важный характер в связи с развитием компании в целях соблюдения требований европейских стандартов по минимизации выбросов углеводородного сырья.

На объектах МГ установлено большое количество запорной арматуры использующей пневмопривода, только на участке МГ Парабельской ПП установлено 16 кранов Ду1000 и 54 крана Ду300. В ходе работ по техническому обслуживанию ЗРА и производства ремонтных работ производится перестановка кранов и продувка импульсных линий. На одну перестановку крана Ду1000 в среднем расходуется 5 м<sup>3</sup> газа, для крана Ду300 – 1,12 м<sup>3</sup>. Таким образом, в годовом расчете расход импульсного газа СЛТМ составляет более 2000 м<sup>3</sup>. Величина технологических потерь природного газа принимается при стандартных условиях: температура  $T_{ст.} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , давление  $P_{ст.} = 760\text{ мм.рт.ст.}$  (101325 Па) [1].

Для использования сжатого воздуха в качестве командной среды для управления ЗРА СЛТМ требуется установка дополнительных компрессоров обеспечивающий высокое давление среды (от 1 до 5 МПа) при относительно невысоких расходах. Для выполнения такого рода задач используются поршневые компрессоры. В СЛТМ крановых узлов Томского ЛПУМГ входит использование аккумуляторов газа, которые впоследствии можно использовать как ресивер для сжатого воздуха, изменив при этом схему импульсной обвязки крановых узлов (рисунок 3).

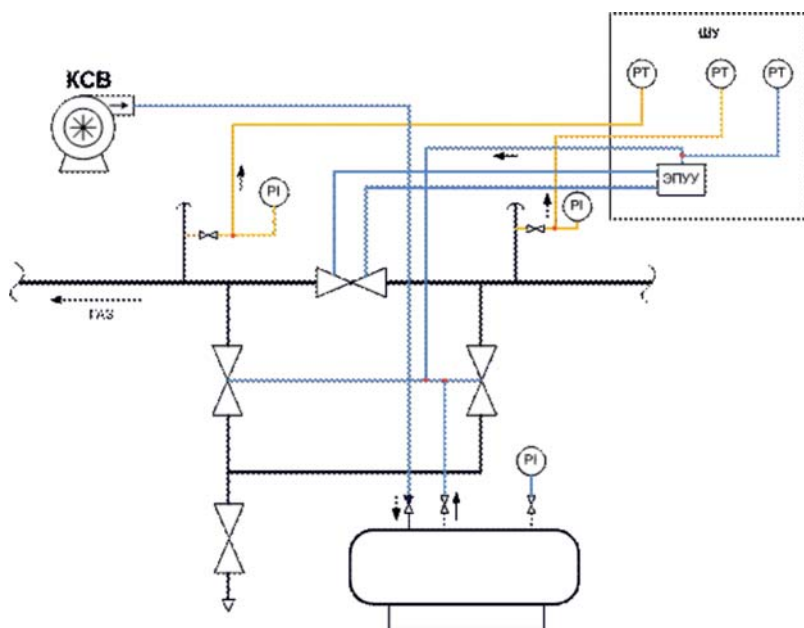


Рис. 3

По данной схеме компрессор служит только для поддержания давления в системе, т. е. включение при достижении минимального допустимого давления и отключение при достижении максимально допустимого давления, что способствует малому энергопотреблению.

В настоящее время отечественными и зарубежными производителями предлагаются малогабаритные компрессоры высокого давления с автоматической системой включения и выключения. Они обеспечивают необходимое давление с производительностью от 0,5 м<sup>3</sup>/мин (в стандартных условиях) с электрическим двигателем массой от 100 до 300 кг и габаритами от 600х450х400.

Объем аккумуляторов газа СЛТМ составляет 2.2 м<sup>3</sup>. При начальном давлении воздуха в аккумуляторе 40 бар и остаточном 25 бар, объем расходуемого воздуха в стандартных условиях составит 33 м<sup>3</sup>, что достаточно для 6 перестановок крана Ду1000 или 27 перестановок крана Ду300. При производительности компрессора 3 м<sup>3</sup>/мин время поднятия давления в аккумуляторе с 25 до 40 бар составит около 10 минут [2].

При переводе антипомпажных клапанов КС Томского ЛПУ МГ на использование сжатого воздуха в качестве командной среды ежемесячная экономия средств составит около 4 т.р на каждой КС. при стоимости 1 м<sup>3</sup> газа на собственные нужды 3,037 р. Для системы линейной телемеханики порядка 1 т.р. Стоимость компрессора варьируется от 100 до 200 т.р. С учетом стоимости работ по монтажу оборудования, необходимых материалов и расходов на электроэнергию окупаемость оборудования на КС составит 7 лет, для СЛТМ порядка 20 лет.

Использование описанного выше способа подачи командной среды пневматическим узлам управления ЗРА на объектах МГ повышает безопасность эксплуатации арматуры, исключает нанесение вреда окружающей среде, а также способствует снижению экономических потерь, образующихся за счет выброса в атмосферу ценного углеводородного сырья.

### Литература

1. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом (утв. Министерством энергетики РФ 9 июля 2012 г.).
2. Саяпин В.В., Урываева Е.А. Струйные приводы «КИТЭМА»: Наука и конструирование № 2(59) 2009.
3. Набиев Р.М. Навстречу требованиям Киотского протокола: Территория нефтегаз № 5 2009.



## **АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС**

**Пупков М.С.**

*Инженер, Алтайское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

### **Введение**

В настоящий момент в Обществе продолжается активная работа по автоматизации производства. Однако при этом уровень автоматизации отдельных технологических процессов не позволяет в полной мере их контролировать по средствам алгоритмов системы автоматического управления (САУ) или же системы линейной телемеханики (СЛТМ). Ярким примером подобного процесса является процесс редуцирования газа, исполняемый на газораспределительных станциях (ГРС). На сегодняшний день уровень автоматизации процесса редуцирования газа реализован таким образом, что при неисправности основной нитки редуцирования в работу включается резервная, т. е. автоматизирован только процесс оперативных переключений. Данный алгоритм построен на управлении запорной арматурой по средствам приводных систем различного типа, при этом регуляторы давления с клапаном управления (пилотом), настраиваются на рабочее давление только вручную, и при необходимости, не имеют возможности автоматического или дистанционного регулирования давления на выходе ГРС.

В представленной работе будут рассмотрены регуляторы давления газа в связке с электронной автоматизированной системой управления, которые позволяют автоматически, а при необходимости и дистанционно, изменять давление газа на выходе ГРС.

### **Описание технологического оборудования**

Реализация алгоритма автоматического управления выходным давлением газа на выходе ГРС потребует применения современного технологического оборудования. В данной части работы будет представлено описание такого оборудования с рассмотрением его принципа действия.

Базовым устройством для предлагаемой системы будут являться регуляторы давления, работающие в связке с электронной автоматизированной системой управления (АСУ) расходом или давлением. Примером такого устройства может служить регулятор давления немецкой фирмы «RMG» модификации RMG 530 (рис.1) [1].

Производитель предлагает к применению две различные конструкции RMG 530:

Регуляторы давления с номинальными диаметрами от Ду 50/100 до Ду 150/300 и от Ду 200/300 до Ду 400/600 с осевым проходом и регуляторы с номинальным диаметром до Ду 100/200 включительно, которые могут быть выполнены без предохранительного отсекающего клапана (ПОК).

Представленное устройство, в отличие от традиционной конструкции, оснащено дополнительным исполнительным механизмом – электрическим приводом кла-

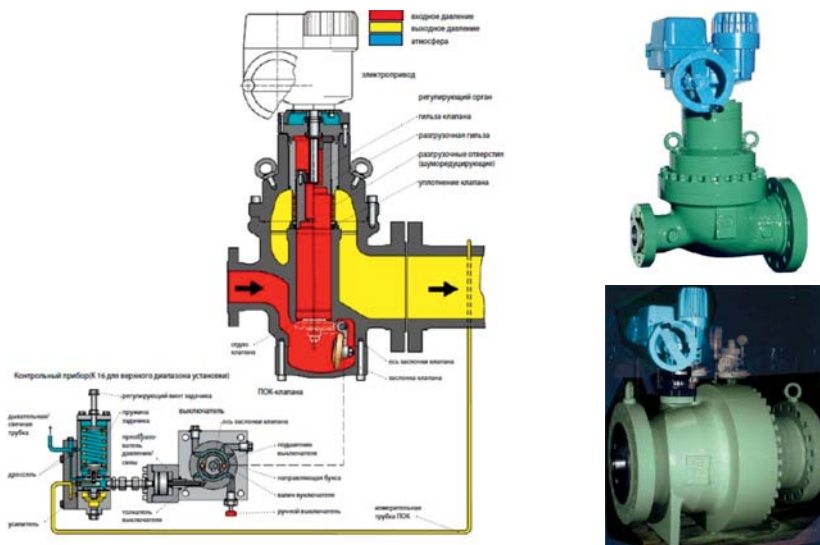


Рис. 1. Внешний вид и устройство регулятора давления газа RMG 530-E и RMG 530-WG

пана, а так же автоматической системой Protronic 500, которая обеспечивает целый ряд возможностей, с помощью которых регулятор RMG 530 постоянно подстраивается под определенные условия эксплуатации. Устройство регулятора давления газа RMG 530-E представлено на рисунке 2.

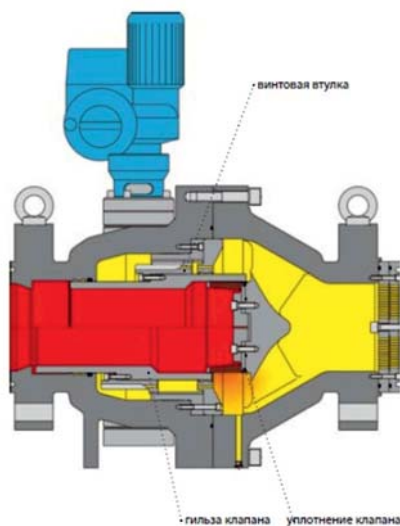


Рис. 2. Устройство регулятора давления газа RMG 530-E-WG

В используемом электрическом приводе клапана, управление мощностью мотора осуществляется с помощью преобразователя частоты. Основное достоинство этого варианта состоит в том, что можно изменить скорость привода и точность регулирования по сравнению с обычным мотором. С помощью маховика, который установлен к электроприводу, есть возможность ручного регулирования, также имеются электронные и механические указатели положения клапана. Напряжение питания составляет 230В.

Регулирование осуществляется подачей управляющего сигнала с Protronic 500 на электрический привод, который в свою очередь открывает гильзу клапана ровно настолько, насколько это необходимо в данный момент времени, а специальное исполнение дроссельных отверстий, обеспечивает квадратично-линейную расходную характеристику регулятора, и снижает уровень шума на 15 дВ по сравнению с обычными регуляторами. Более того, за счёт применения дополнительного кольца из металлопластика достигается снижение шума до 30 дВ. Коэффициент расхода в этом случае уменьшается примерно на 10 %. Немало важно то, что благодаря мягким уплотнениям обеспечивается полное закрытие клапана. Максимальное открытие клапана соответствует номинальному диаметру входа. Важным моментом является то, что регулирующий орган выполнен специальным образом с целью обеспечения удобства его обслуживания – для выполнения осмотра и проверки достаточно вынуть из корпуса только дроссельный стакан.

Существуют так же конструкции, выполненные с осевым проходным каналом. Предохранительным клапаном данные регуляторы не оснащены в виду особенностей конструкции. В качестве регулирующего органа применяется стаканная конструкция.

Стакан клапана приводится в движение с помощью электрического привода, соединенного через муфту с червячным валом. Вращательные движения привода передаются через червячную передачу на гильзу клапана и через винтовую передачу преобразуются в ход клапана [2].

### **Реализация автоматического управления процессом редуцирования**

Для реализации автоматического управления процессом редуцирования необходимо заменить классические регуляторы давления типа РДМ на регуляторы RMG 530 с автоматической системой Protronic 500. Система Protronic 500 интегрируется в существующую систему автоматического управления ГРС и систему линейной телемеханики, что позволит контролировать и регулировать необходимые параметры.

Protronic 500 является универсальной системой управления с целым рядом технических возможностей. Возможно применение системы, как локального устройства, так и интегрированной подсистемы САУ более высокого уровня. Система автоматизации Protronic 500 снабжена специальным программным обеспечением, которое может быть запрограммировано под определенную специфику процесса. Таким образом, можно добиться необходимого алгоритма управления технологическим процессом.

Система автоматического управления ГРС совместно с универсальной системой управления Protronic 500 отслеживает вариации давления газа на выходе ГРС, контролирует его и поддерживает в определенном диапазоне. При выходе из строя основной нитки редуцирования, в работу, по алгоритму, включается резервная нитка редуцирования, и процесс подачи газа возобновляется.

Достоинством представленной системы заключается в том, что процесс редуцирования газа становится автоматическим и не требуется дополнительная ручная настройка регуляторов давления. А также диспетчерская служба, при необходимости, сможет дистанционно управлять процессом редуцирования помимо автоматики, что в свою очередь повышает надежность подачи газа потребителям.

### **Заключение**

Применение рассмотренных в работе технических устройств и их интеграция в существующие системы АСУ ТП сделает возможным реализацию алгоритма автоматического и дистанционного управления процессом редуцирования газа на ГРС. Полученная таким образом возможность позволит улучшить контроль над технологическим процессом со стороны диспетчерской службы и системы автоматического управления объекта, что в свою очередь приведет к улучшению общего уровня безопасной эксплуатации ГРС и повысит надежность подачи газа потребителям.

### **Литература**

1. Официальный сайт RMG Group. – 2013. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rmg.com> (дата обращения 29.01.2013).
2. Регулятор расхода газа RMG 530. Информация о продукте. – 2010. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.rmg.com/uploads/myth\\_download/RMG\\_530\\_00\\_RUS\\_1999\\_12\\_GoBack\\_GoBack.pdf](http://www.rmg.com/uploads/myth_download/RMG_530_00_RUS_1999_12_GoBack_GoBack.pdf) (дата обращения 29.01.2013).
3. Регуляторы для управления технологическими процессами Protronic 100/500/550. Краткое руководство по обслуживанию. – 2002. [Электронный ресурс]. URL: [http://www05.abb.com/global/scot/scot211.nsf/veritydisplay/c125698f006840e9c1256c5d002ebe28/\\$file/41-62-50010-ru-02-10\\_02.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot211.nsf/veritydisplay/c125698f006840e9c1256c5d002ebe28/$file/41-62-50010-ru-02-10_02.pdf) (дата обращения 29.01.2013).

## РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ КАЛИБРОВКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АСУТП С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ OPC

Росликов Г.А.

*Приборист службы КИПиА, Инженерно-технический центр,  
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»*

Статья посвящена важному аспекту метрологического обеспечения готовых систем автоматизации – калибровке измерительных каналов (ИК) автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП); а именно, проблеме повышения эффективности калибровочных работ и снижению их трудоемкости за счёт применения более эффективного метода калибровки. Проект построен на базе широко распространенного программного обеспечения (ПО) Microsoft Excel в частности его встроенного языка программирования Visual Basic for Application (VBA). Так же в проекте использована перспективная технология OPC (OLE for PC – связывание и встраивание объектов для Управления Процессами).

В настоящее время в процессе калибровки каналов АСУТП на объектах «Газпром трансгаз Ставрополь» участвуют, как минимум, 2 человека. Первый находится у коммутационных коробок, он воздействует на канал измерения с помощью специального калибратора, воздействие которого представляет собой эталонные сигналы заданного уровня. Второй наблюдает за результатом воздействия и заполняет протокол на рабочем месте диспетчера. Калибровщики должны быть снабжены рациями, чтобы согласовывать свои действия. После того, как введены данные об исследуемом канале, задан диапазона измерения, в котором будет осуществляться



Рис. 1

ся сбор измеренных значений, приступают к калибровке каналов и расчете погрешностей. Схематически процесс представлен на рис. 1

В предлагаемом нами методе нужен всего лишь один человек с персональным компьютером (ПК) на котором имеется операционная система (ОС) Windows с предустановленным пакетом Microsoft Excel и программа автоматической калибровки (АК).

Для того чтобы провести калибровку достаточно подключиться к сети АСУТП, запустить программу АК, пройти в блок бокс с коммутационными коробками и провести калибровку каналов измерения в произвольном порядке. Система самостоятельно отслеживает канал, к которому подключился калибровщик, рис.2.



Рис. 2

Принцип действия ПО АК выглядит следующим образом рис.3. Программа отслеживает канал, к которому подключился калибровщик по уровню сигнала на нем. Условие для обнаружения нужного нам канала, является наличие сигнала с уровнем не ниже 95 % от максимально возможного значения. Далее ПО работает непосредственно с обнаруженным каналом. Значение тэгов считываются и обрабатываются, после этого данные заносятся в соответствующие переменные VBA (соответственно для 5, 25, 50, 75, 95 % от предельного значения входного сигнала), далее результат заносится в протокол и автоматически производится расчет погрешностей. Для задания указанных значений эталонных сигналов используется калибратор с автоматическим режимом работы, например, фирмы Druck TRX-II iS. Необходимые значения уровней и времени подачи сигнала предварительно задаются в меню настроек калибратора.

Проект построен основываясь на технологии OPC. OPC представляет собой стандартный метод для доступа к периферийным устройствам, системе «человеко-машинный интерфейс», или другим промышленным приложениям, основанным

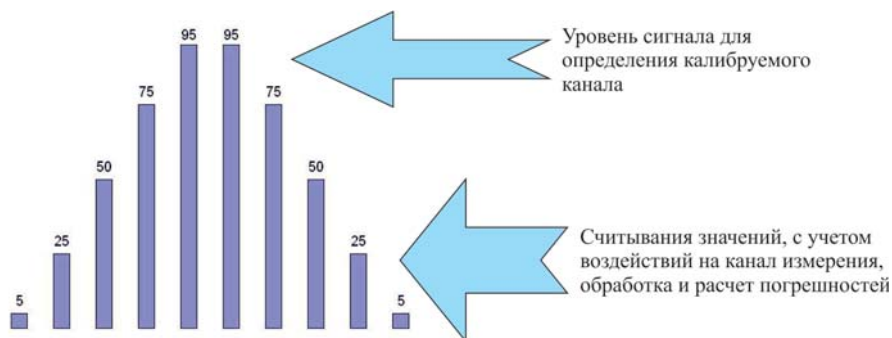


Рис. 3

на технологиях OLE, COM (Component Object Model) и DCOM (Distributed COM). В общих словах, OPC представлена набором стандартных объектов, методов и свойств, отвечающих требованиям промышленных приложений реального времени.

Для реализации проекта были использованы:

- Microsoft Excel 2003 с встроенным языком программирования VBA;
- Оболочка для VBA Excel «OPC DA Automation Wrapper 2.02»;
- Таймер «IETimer»;
- Спецификация для OPC DA Automation 2.02.

Для отладки и проверки работоспособности системы был выбран объект ДКС № 1 Ставропольского ЛПУМГ, где установлено программное обеспечение OPC сервера с нужными нам параметрами технологического процесса. Разработанная система АК может использоваться с любыми OPC серверами имеющими теги с данными о параметрах. Для связи с OPC используется сеть Industrial Ethernet, в которой находится нужный нам сервер. Средствами VBA реализован клиент OPC и алгоритм поиска и опроса измерительных каналов, после чего значения заносятся в таблицу Microsoft Excel, где осуществляется расчёт погрешностей и печать протокола калибровки.

Программа состоит из следующих составляющих:

- Протокол калибровки, с заданными параметрами, диапазонами измерений и расчётом погрешностей каждого канала (рис.4);

Данный протокол выполнен по всем требованиям методик калибровки, и готов к выводу на печать. Протокол можно настраивать под любые параметры, менять диапазоны. Программа сама пересчитывает контрольные точки.

В окне управления программой (рис. 5) находятся настройки к подключаемому OPC серверу, кнопки управления процессом калибровки. И собственно визуализация хода калибровки. Есть возможность сохранения отчета в текстовом виде.

Модуль программы для считывания тэгов сервера эта часть программы работает непосредственно с OPC сервером поэтому данный модуль пишется для каждой станции отдельно.



Microsoft Excel - Автопротокол7.xls

Анал Сур

Введите вопрос

А B C D E F G H I J K L M N O

1

2

3

4 Результаты калибровки от 31.05.2012 г.

5

№	Обозначение параметра	Диапазон измерений	Измеренное значение входного сигнала	Расчетное значение контрол. параметра	Измеренное значение контрол. параметра	Приведенная погрешность %	параметр вышел за пределы допустимой погрешности (0,5%)
7	Т воздуха на входе дивалтета, С°	-100 --- 200 С°	180	185,000	185,000	0,00%	
8			125	128,459	128,459	0,19%	
9			50	51,531	51,531	0,51%	
10			-25	-25,000	-25,000	0,00%	
11			-85	-85,000	-85,000	0,00%	
12			180	185,000	185,000	0,00%	
13			125	128,459	128,459	0,19%	
14			50	51,531	51,531	0,51%	
15			-25	-25,000	-25,000	0,00%	
16			-85	-85,000	-85,000	0,00%	
17			180	185,000	185,000	0,00%	
18			125	128,459	128,459	0,19%	
19			50	51,531	51,531	0,51%	
20			-25	-25,000	-25,000	0,00%	
21			-85	-85,000	-85,000	0,00%	
22			180	185,000	185,000	0,00%	
23			125	128,459	128,459	0,19%	
24			50	51,531	51,531	0,51%	
25			-25	-25,000	-25,000	0,00%	
26			-85	-85,000	-85,000	0,00%	
27			180	185,000	185,000	0,00%	
28			125	128,459	128,459	0,19%	
29			50	51,531	51,531	0,51%	

Готово Вычислить

Рис. 4

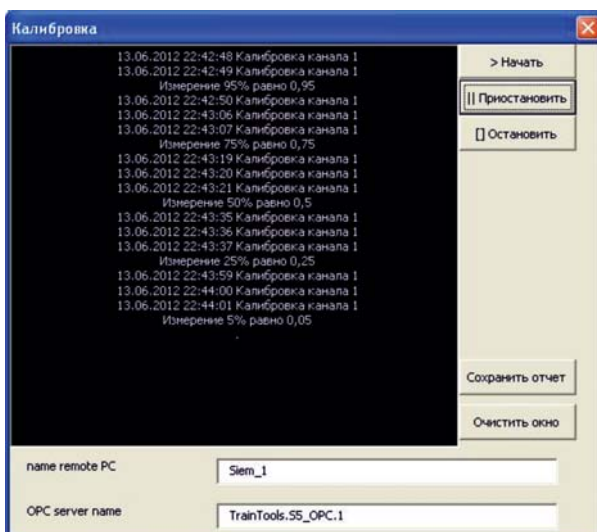


Рис. 5

Так же модуль нормализует диапазоны измерения, введенные в протокол для каждого канала измерения.

Модуль программы для поиска канала, к которому подключился калибровщик и реализация периодического опроса тэгов. Условие подключения калибратора является наличие в ИК сигнала с уровнем не ниже 95 % от максимально возможного значения. Функция осуществляет циклический опрос всех аналоговых ИК системы АСУТП.



Модуль программы для калибровки исследуемого канала измерения и занесения в протокол калибровки. Алгоритм работы построен таким образом, что полученное значение тэга считывается несколько раз после полного установления очередного уровня, что исключает ложные измерения. После данные заносятся в соответствующие переменные VBA (соответственно для 5, 25, 50, 75, 95 % от предельного значения входного сигнала), далее результат заносится в протокол;

Предлагаем встроить программное обеспечение АК в программное обеспечение САУ объектом, а также включить процесс АК в перечень режимов работы САУ. Для уменьшения затрат это целесообразно сделать во время формирования технического задания на проектирование САУ объектом. Тем самым исчезнет необходимость подключения и использования еще одного персонального компьютера, что еще более упростит и ускорит процесс калибровки КИ.

### **Вывод**

С использованием системы АК:

- уменьшается затрачиваемое время на проведение работ по калибровке каналов измерения и улучшается качество;
- отпадает необходимость использования радиосвязи, в результате чего исключаются ошибки при заполнении протокола;
- с данной системой для проведения калибровки ИК достаточно одного человека.

## АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПЕРЕХОДАХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ

Сартаков Е.В.

*Инженер по ЭХЗ, Юргинское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

### Актуальность темы

Переходы магистральных газопроводов через автомобильные и железные дороги являются одними из критичных, с точки зрения безопасной эксплуатации, объектов газотранспортной системы в силу значительных давлений транспортируемого газа и взрывоопасности транспортируемой среды.

Серьезной проблемой при эксплуатации магистральных газопроводов является обеспечение безопасности при эксплуатации переходов через электрифицированные железные дороги. Здесь, в случае образования взрывоопасной концентрации газа, высока вероятность его воспламенения из-за искры, возникающей в токосъемнике проходящего локомотива, последствия которого могут быть катастрофическими (авария в Башкирии в 1989 г, когда в результате утечки из продуктопровода и последующего взрыва погибло более 500 человек)

Причинами возникновения аварийных ситуаций на переходах магистральных газопроводов через железные дороги могут быть:

- коррозионные повреждения газопровода;
- деформации, возникающие от температурных колебаний и смещения грунта, в котором располагается газопровод, а также от механических нагрузок, вызванных воздействиями транспорта;
- утечка газа, как конечная стадия развития различных дефектов.

Конструкция перехода (рисунок 1): в месте пересечения с железной дорогой газопровод располагается в защитном футляре (кожухе) из стальных труб большего диаметра, предназначенном для его защиты от нежелательных воздействий механических нагрузок и отвода газа от дороги в случае его утечки (через вытяжную свечу).

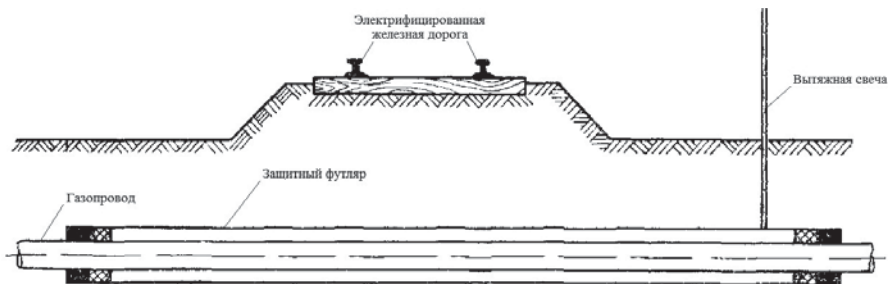


Рис. 1. Переход газопровода через железную дорогу

В настоящее время безопасность на переходах обеспечивается путем периодического (2 раза в год) проведения анализа воздушной среды межтрубного пространства на наличие утечек и проверкой на отсутствие электрического контакта между трубой и футляром (1 раз в год) в соответствии с «Правилами эксплуатации магистральных газопроводов».

Традиционный способ контроля параметров технического состояния переходов, основанный на периодических выездах на объекты обслуживающего персонала, имеет следующие основные недостатки:

- задержка от момента возникновения возможной неисправности до момента обнаружения и принятия необходимых мер по устранению;
- возможность неверных заключений о техническом состоянии перехода из-за ошибок проводящего измерения (человеческий фактор);
- возможность искажения информации из-за неверного применения методик измерения или из-за несвоевременности проверки исправности (калибровки, проверки) используемых средств измерений.

### **Цель**

Одним из способов повышения качества обеспечения безопасности производственных объектов является реализация мероприятий, направленных на уменьшение влияния человеческого фактора на процессы измерения параметров, связанных с безопасной эксплуатацией.

Таким образом, целью настоящего доклада является рассмотрение возможности автоматизации процесса контроля параметров на переходах через железные дороги и реализации процесса в рамках «Реконструкции средств ЭХЗ с внедрением системы телемеханики».

### **Техническое решение**

Для реализации описанной выше цели предлагаю на аппаратном и программном уровне реализовать процесс измерения, преобразования, передачи на АРМ (автоматизированное рабочее место) диспетчера и отображения следующих параметров технического состояния переходов газопроводов через железные дороги:

- наличие горючих углеводородов в пространстве «труба – защитный футляр»;
- уровень защитного потенциала на трубопроводе;
- уровень защитного потенциала на защитном футляре;
- наличие электрического контакта «труба – защитный футляр»;
- скорость коррозии.

Таким образом аппаратно-программный комплекс перехода должен включать в себя:

- регистратор горючих газов;
- регистратор разности потенциалов на трубопроводе;
- регистратор разности потенциалов на защитном футляре;
- регистратор скорости коррозии;
- преобразователь интерфейса.

Структурная схема аппаратно-программного комплекса перехода приведена на рисунке 2.

Сигналы от датчиков технического состояния поступают на блок измерений и оцифровки. Блок измерений и оцифровки осуществляет сбор и передачу данных по протоколу Modbus на контроллер, далее информационный сигнал передается по радиоканалу через модем Data Radio на концентратор данных (здесь происходит сбор информации со всех контрольных пунктов телемеханики). Таким образом цифровая информация с АПК (аппаратно-программного комплекса) перехода поступает на сервер системы линейной телемеханики, где проверяется на целостность. Далее информация записывается в базу данных и отображается на мнемосхеме АРМа диспетчера.

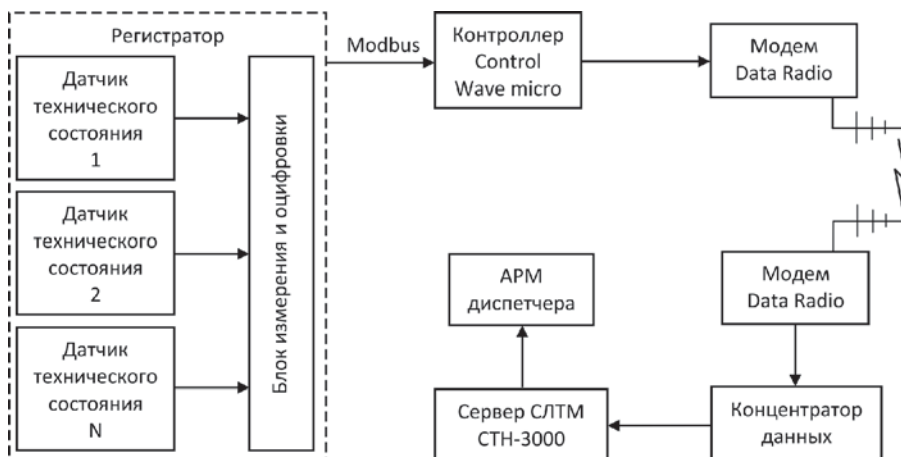


Рис. 2. Структурная схема АПК перехода

### Заключение

В настоящее время действует замкнутая система обеспечения безопасности переходов МГ через автомобильные и железные дороги, основанная на периодических выездах на объект эксплуатационного персонала, проведении измерений технологических параметров, их обработке в ручном режиме и выработке корректирующих мероприятий, направленных на контролируемый переход.

Необходимо подчеркнуть, что при регламентированной периодичности замера загазованности в межтрубном пространстве (2 раза в год) выявление возможных утечек газа может достигать продолжительного времени, в период которого не исключается прогрессирование неисправности, что может инициировать аварийную ситуацию.

Описанное выше предложение позволит унифицировать решения по технической диагностике переходов и ее метрологического обеспечения, уменьшить влияние человеческого фактора на процессы обеспечения безопасности переходов, су-

щественно уменьшить время получения эксплуатирующим персоналом информации о выходе технических параметров переходов за область допустимых значений.

Интеграция выходных параметров состояния переходов газопроводов через железные дороги в действующую систему телемеханики позволит иметь более полную картину о техническом состоянии линейной части магистральных газопроводов.

### **Литература**

1. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» М.: ИПК Издательство стандартов.
2. ГОСТ 9.602-89 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» М.: ИПК Издательство стандартов.
3. СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
4. Рабочий проект «Реконструкция средств ЭХЗ с внедрением системы телемеханики газопровода НГПЗ – Парабель – Кузбасс» ООО «Томсктрансгаз».
5. Руководство по эксплуатации ПТНГ.426444.004РЭ Преобразователь измерительный БИ-Л. М.: ООО «Парсек», 2007.

## РЕСУРСОЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

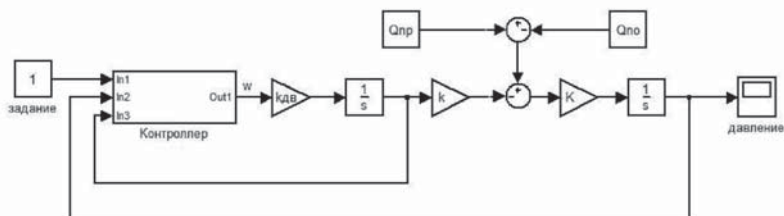
Тутов И.А.

*Ассистент кафедры ИКСУ, Институт Кибернетики,  
Томский политехнический университет*

В настоящее время большинство контуров систем автоматического регулирования (САР), входящих в состав автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), реализованы с применением ПИД-регуляторов различных модификаций. Данные регуляторы так же применяются в системах стабилизации параметров газораспределительных сетей. На предприятии экономический эффект АСУ ТП напрямую зависит от качества работы регулятора. Существует множество методов эффективной настройки регуляторов, однако, все они справедливы лишь при фиксированных параметрах объекта управления. В реальных условиях эксплуатации параметры объекта всегда изменяются. Это обстоятельство вынуждает производить постоянную подстройку регулятора, для обеспечения его эффективности, что является нецелесообразным или не может быть осуществлено в условиях технологического процесса [7]. Анализ причины потерь качества САР, выявленные статистическими исследованиями фирмы Honeywell [8], показал, что в таких условиях инженеры АСУ ТП вынуждены уменьшать коэффициенты настроек регулятора для повышения устойчивости технологического процесса в большинстве режимов работы объекта управления, что в свою очередь отрицательно сказывается на эффективности системы. Несмотря на то, что данная проблема разрешима и её решение находит активное развитие (применение различных упределителей, адаптивных систем, систем с нечёткой логикой, генетических алгоритмов и т. д.), она по-прежнему является весьма трудной задачей [3,4].

Оптимальные коэффициенты настройки регулятора параметра газораспределительной сети в значительной степени зависят от температуры газа. Проблема настройки регуляторов газораспределительных сетей с учетом влияния температуры окружающей среды весьма актуальна, ведь большинство объектов нефтегазовой отрасли страны находятся в условиях эксплуатации в средней полосе России и районах Крайнего Севера, где годовой перепад температур может превышать 100°C.

Рассмотрим систему стабилизации давления газораспределительной сети (ГРС). Система состоит из трубопровода, поставщика газа (дебит не регулируется), потребителей газа (блочных газопоршневых электростанций (ГПЭС)). Потребители включаются и отключаются от сети в произвольное время. Для запуска и нормальной работы ГПЭС необходимо обеспечить давление на входе в установку в определенных границах. Регулирование давления в трубопроводе осуществляется путем стравливания избыточного давления через задвижку (КРЭ) в технологический трубопровод (ТехТП) для обеспечения хозяйственных нужд производства. В данной системе дебит от поставщика и произвольное включение потребителей



$Q_{пр}$  - дебит газа от поставщика  
 $Q_{по}$  - расход газа потребителем  
 $K = T \cdot R / V$ , где  $T$  - температура газа,  
 $R$  - универсальная газовая постоянная,  
 $V$  - объем трубопровода.

Рис. 1. Структурная модель ГПС в потации MATLAB: Simulink

носят характер возмущающего воздействия на систему стабилизации давления (см.рис.1).

Для решения поставленной задачи (стабилизации давления в трубопроводе в определённых границах для запуска ГПЭС) было использовано общепринятое решение с использованием ПИД-регулятора, реализованного программно для применения в промышленном контроллере. Выходной сигнал с контроллера выдавался через модуль аналогового вывода контроллера на частотный преобразователь, который в свою очередь управлял электроприводом задвижки. Обратной связью являлся сигнал с датчика давления, установленного на трубопроводе. Настройка регулятора производилась по критерию достижения наименьшего количества стравливаемого газа в ТехТП (недопущение перерегулирования) и производилась в теплое время года. Во время эксплуатации в холодное время года, несмотря даже на использование греющего кабеля на трубопроводе, в системе проявлялась

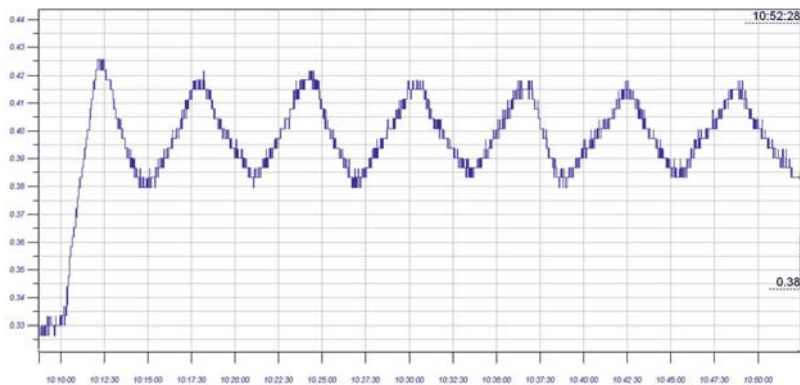


Рис. 2. Тренд давления, снятый при температуре газа 10°C

значительная колебательность (см.рис. 2), которая в свою очередь порой срывала запуск ГПЭС, т. к. колебания выходили за границы допусков давления для запуска.

При каждой подобной ситуации необходимо было привлекать квалифицированные кадры для настройки регулятора и предотвращения аварийных ситуаций во время запуска алгоритма. В дальнейшем была использована адаптивная модификация промышленного ПИД-регулятора, которая требовала значительных вычислительных мощностей, что осложняло выполнение других задач на данном контроллере.

Разберёмся с данным результатом и причинами его возникновения подробнее.

Вообще, подобная ситуация довольно типична после ввода в эксплуатацию объекта. Зачастую организации-проектировщику и/или организации-наладчику просто невозможно предусмотреть или предсказать поведение системы в изменившихся параметрах эксплуатации.

ПИД-регулятор является универсальным регулятором. Благодаря своей простоте построения и ясности функционирования он завоевал популярность у специалистов автоматизации ещё во времена расцвета аналоговой электроники и техники. С момента его изобретения в 1910 году [9] интерес к нему растёт с возрастающими темпами. Появление микропроцессоров (МП) позволило достигнуть впечатляющих результатов модифицированными ПИД-регуляторами. Бурное развитие теории автоматического управления (ТАУ) открыло ещё несколько направлений развития регуляторов. Для решения сложных задач управления, как правило, используются гибридные адаптивные регуляторы, требующие значительных вычислительных ресурсов [4].

В последнее время в АСУ ТП наблюдается тенденция децентрализации, образования распределённых систем управления и повышения интеллектуального уровня полевого оборудования. Ввиду того, что связь между элементами системы осуществляется через цифровые полевые сети, возникает необходимость установки в каждом полевом приборе собственного МП. Достижения современной микроэлектроники позволяют размещать МП в корпусе полевого прибора, но по-прежнему вычислительные возможности для реализации адаптивных регуляторов на базе МП ограничены.

Таким образом, мы пришли к парадоксальной ситуации, с одной стороны для достижения эффективности АСУ ТП реализация САР базируется, при общепринятом подходе, на применении сложных гибридных схем регуляторов, с другой стороны, ввиду рассредоточенности вычислительных средств и соответствия критериям системы жесткого реального времени вычислительные ресурсы весьма ограничены.

В сложившейся ситуации возможным выходом могут оказаться регуляторы, построенные на основе метода фазового пространства [2,5]. Действительно, все гибридные регуляторы разрабатывались с целью получения максимальной эффективности при достижении максимальной универсальности, однако, большая часть задач решаемых системами управления АСУ ТП имеют типовой характер [1]. В этом случае для каждой типовой задачи, можно выработать типовое оптимальное решение. С другой стороны регулятор, построенный на основе метода фазового пространства, для реализации нуждается в вычислителе. Этот факт исторически



препятствовал широкому распространению данного класса регуляторов, однако, развитие МП техники на данном этапе технического развития позволяет использовать их. К тому же данный класс регуляторов, несмотря на малую распространенность в АСУ ТП, исторически продолжался активно развиваться. С точки зрения вычислительной нагрузки на процессор данный класс регуляторов в общем находится в более выигрышном положении (нежели изначально аналоговой ПИД-регулятор, перенесённый в цифровую реализацию), так как изначально разрабатывался под условия применения вычислительной техники.

Как вариант решения выше описанной типовой производственной задачи с помощью метода фазового пространства можно рассмотреть работу [6].

Переходные процессы (ПП) в системе «затвор–двигатель» происходят намного быстрее, чем ПП в ГРС, поэтому ими можно пренебречь. Вязкостью газа, ввиду использования труб большого диаметра, можно также пренебречь. Затвор управляется только двумя дискретными управляющими командами контроллера: «открыть затвор» и «закрыть затвор».

Структурная схема на основе математической модели данной системы представлена на рис. 1.

Переменными состояния выберем значения давления и углового положения заслонки. Тогда задача сводится к расчету моментов смены направления вращения заслонки (или момента достижения определенного угла между осью трубопровода и нормалью заслонки) и остановки электропривода (достижения угла).

Положение заслонки ограничено интервалом (0–90°). В случае выхода фазовой траектории за этот интервал расчет производится с применением свойства симметрии фазовых траекторий при смене направления вращения. На практике расчетный интервал крайних положений заслонки следует выбирать несколько меньше реального.

В приведённом методе работоспособность системы описана для идеального газа при фиксированной температуре, объеме и составе. Данные условия отличаются от реальных производственных.

Корректировка соотношений параметров газа производится согласно

$$K' = \frac{K(p'(t) - p_0)}{p(t) - p_0},$$

где

$p(t)$  – расчетное давление в момент времени  $t$  при параметрах  $K$ ,

$p'(t)$  – фактическое измеренное давление в момент времени  $t$ ,

$p_0(t)$  – начальное значение давления,

$K'$  – исходное соотношение параметров газа, – новое соотношение параметров газа.

Данный подход дает возможность снизить вычислительную нагрузку на контроллер, алгоритм легко согласуется с концепцией построения систем жесткого реального времени, дополнительно позволяет отказаться от дорогостоящего частотного преобразователя и требует использование двух дискретных каналов управления.

### Литература

1. Агеев Ю.М. Разработка типовых проектных решений для АСУТП// Томский политехнический институт (ТПИ) – Томск, 1977–1981;
2. Востриков А.С., Французова Г.А. Теория автоматического регулирования: учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 2006. – 365 с.
3. Денисенко В.В. ПИД-регуляторы: принципы построения и модификации. Ч. 1//Современные технологии автоматизации. – 2006. – № 4. – С. 66–74;
4. Денисенко В.В. ПИД-регуляторы: принципы построения и модификации. Ч. 2//Современные технологии автоматизации. – 2007. – № 1. – С. 78–88;
5. Мальшенко А.М. Математические основы теории систем: учебник для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 352 с;
6. Михайлов В.В., Тутов И.А. Метод регулирования давления в газопроводной сети. // Вестник науки Сибири: электрон. науч. журн. – 2012. – № 4. (<http://sjs.tpu.ru/journal/article/view/438>);
7. Штейнберг Ш.Е., Залуцкий И.Е., Сережин Л.П., Варламов И.Г. Проблемы создания и эксплуатации эффективных систем управления // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2004. – № 7;
8. Rich Merritt Some Process Plants Are Out of Control // Control December 01. 2003 (<http://www.controlmag.com>);
9. Ang K.H., Chong G., Li Y. PID control system analysis, design, and technology // IEEE Transactions on Control Systems Technology. 2005. Vol. 13. № 4. P. 559–576.

## ИМПУЛЬСНЫЙ РЕЖИМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ВЫХОДНОГО ДАВЛЕНИЯ ГРС ПРИ МАЛЫХ РАСХОДАХ ГАЗА

Хажиахметов В.Н.  
Мастер КИПиА, Инженерно-технический центр,  
ООО «Газпром трансгаз Уфа»

В настоящее время многие газораспределительные станции (ГРС) Общества с периодической и централизованной формами обслуживания в летний период эксплуатируются с малыми расходами газа (20...250  $\text{нм}^3/\text{час}$ ). Узлы редуцирования этих ГРС оснащены регуляторами давления газа типа ЛОРД-50 и РДУ-80-01, которые не обеспечивают паспортной точности регулирования при столь малых расходах газа. Увеличение погрешности поддержания выходного давления регуляторов связано, в основном с конструктивно-технологическими особенностями устройств (протечки затворов и уплотнений, расход газа через элементы управления, трение в подвижных соединениях деталей и другие). Изменение выходного давления газа узла редуцирования ГРС при малых расходах может вызвать переход ГРС на работу по байпасной линии, а также аварийное открытие предохранительного клапана, что приводит к стравливанию части газа из трубопровода. При малых расходах газа повышается погрешность учета расхода газа отпускаемого потребителю. Кроме того, при малых расходах газа регуляторы давления работают практически с закрытыми затворами, что вызывает повышенный износ деталей оборудования.

Для обеспечения устойчивости регулирования и снижения износа элементов регулирующих устройств при малых расходах газа предлагается применить импульсный режим работы узла редуцирования. Это достигается путем подключения электромагнитного клапана (ЭМК) высокого давления параллельно регуляторам давления газа, который дублирует работу регулятора (Рис. 1).

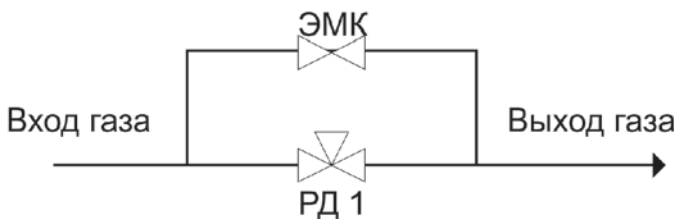


Рис. 1. Схема подключения электромагнитного клапана

Управление клапаном осуществляется от системы автоматического управления (САУ) ГРС. Поддержание заданного давления на выходе узла редуцирования обеспечивается за счет открытия/закрытия электромагнитного клапана в заданном диапазоне давления  $\Delta P$  по разработанному алгоритму (Рис. 2).

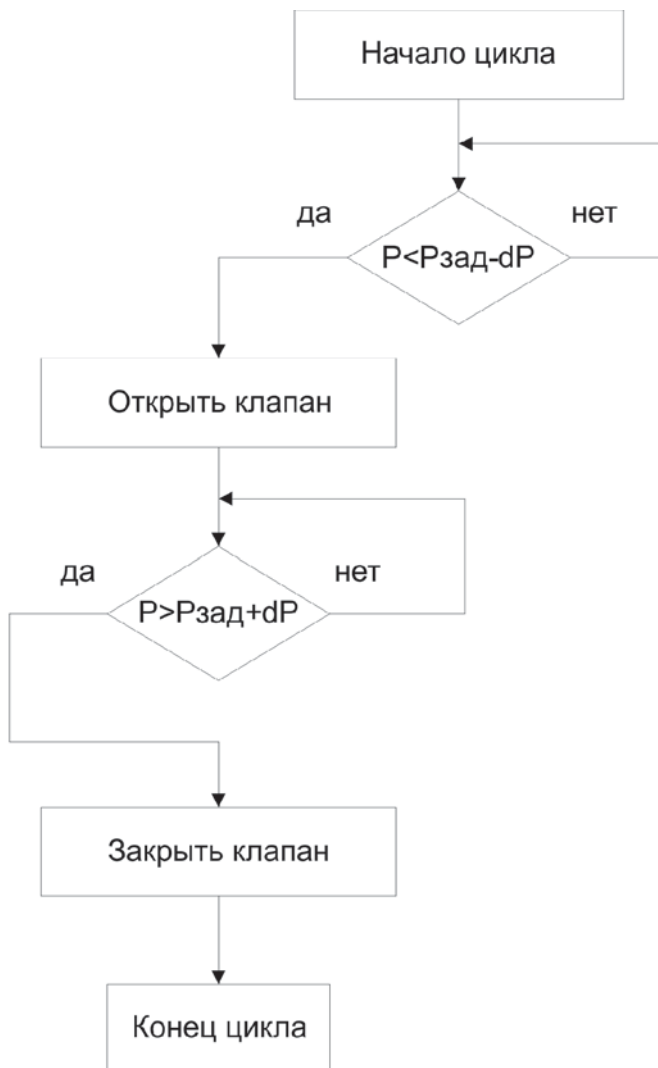


Рис. 2. Алгоритм работы электромагнитного клапана

Предложенное техническое решение позволяет:

1. Поддерживать устойчивое регулирование давления на выходе ГРС при малых расходах газа;
2. Обеспечить оптимальный режим работы счетчиков газа;
3. Повысить надежность исполнительных устройств.

## МАЛОЛЮДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС-3 г. ТОМСКА

Шлак Г.В.

*Начальник службы КИП и А, Томское ЛПУМГ,  
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

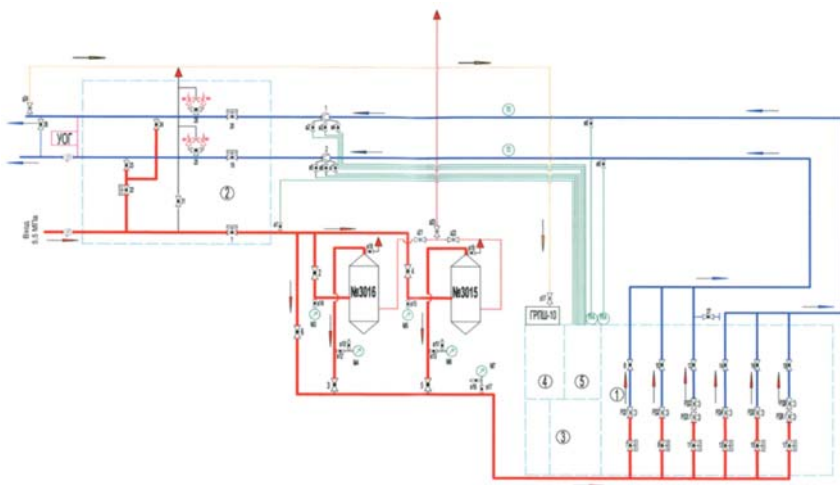
Елисеенко А.Г.

*Мастер ГРС, Томское ЛПУМГ, ООО «Газпром трансгаз Томск»*

Важным направлением в развитии телемеханики ГРС на данный момент является повышение уровня автоматизации, стремление к совершенствованию малолюдных технологий. Делается акцент не только на снижение количества обслуживающего персонала, но и на повышение уровня интеллектуальности алгоритмов управления, повышение надежности при эксплуатации газовых объектов.

По распоряжению руководства производственного отдела ГРС ООО «Газпром трансгаз Томск» необходимо проработать вопрос о внедрении малолюдных технологий на ГРС централизованных форм обслуживания, с целью его дальнейшей реализации.

Рассмотрим этот вопрос на примере ГРС-3 г. Томска. На данный момент на ГРС-3 г. Томска существует стандартная схема работы ГРС. Газ высокого давления поступает на станцию в узел переключения, затем на узел очистки газа. После очистки от примесей газ идет в узел редуцирования, где после понижения давления до  $6 \text{ кгс/см}^2$  поступает на 2 выходных коллектора. Газ проходит через узлы замера газа. Через узел переключения газ поступает в узел одоризации после чего выходит к потребителю.



Технологическая схема ГРС-3

Рассмотрим каждый узел с точки зрения дистанционного управления и возможности его контроля при помощи средств телемеханики на данный момент.

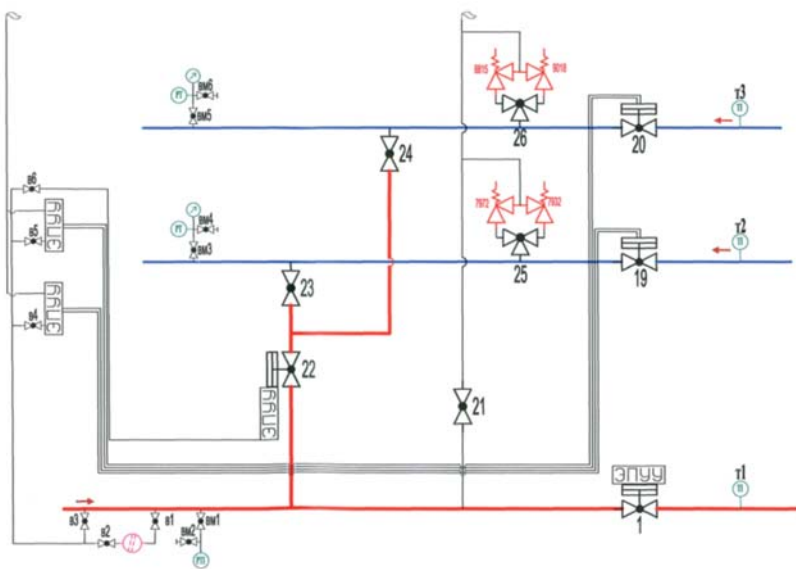
Узел очистки газа имеет входные и выходные краны на пылеуловителях и на обводной линии с ручным приводом. Здесь управление может осуществляться только оператором. При выходе из строя пылеуловителя без помощи оператора невозможно осуществить переход на резерв, то есть это неизбежно приведёт к аварийной остановке станции.

Узел редуцирования имеет 6 линий с входными кранами пневмогидравлического исполнения и ручными кранами на выходе газа. В случае выхода из строя рабочей линии редуцирования резервная линия должна осуществить подхватывание процесса регулирования в случае снижения давления. Процесс контроля возможного аварийного повышения давления осуществляется в узле переключения при помощи предохранительных клапанов. Здесь управление процессом редуцирования газа осуществляется локально, но за счёт резервных линий не приведёт к аварийной остановке в период отсутствия оператора. Диспетчер с помощью средств телемеханики может управлять входными кранами.

Узел одоризации работает в автоматическом режиме, но управляется локально. Диспетчер не имеет возможности влиять на процесс одоризации дистанционно.

Подведя итоги, делаем вывод, что на данный момент реализация программы по переводу всей ГРС на полностью дистанционное управление нереально с точки зрения технической стороны и больших финансовых затрат.

Рассмотрим более подробно узел переключения.



Технологическая схема узла переключения

Узел переключения ГРС предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления газа по обводной линии.

Согласно п. 3.1.2. ВРД 39-1.10-069-2002 «Положения по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов» – нормальное положение запорной арматуры на обводной линии – закрытое. Запорная арматура обводной линии должна быть опломбирована службой ГРС.

Обводная линия должна подключаться к выходному газопроводу перед одоризатором (по ходу газа). На обводной линии располагаются два запорных органа: первый – (по ходу газа) отключающий кран; второй – для дросселирования – кран-регулятор (регулятор) или задвижка.



Байпасная линия в узле переключения с кранами № № 22, 23, 24 используется для работы станции с целью обеспечения потребителя прохода газа с понижением давления до 6 кгс/см<sup>2</sup> до устранения аварийной ситуации на станции или проведения плановых ремонтных работ.

Недостатком этой схемы является обязательное привлечение обслуживающего персонала для работы по обводной линии, так как на нашей станции вторые по ходу газа краны-регуляторы ручного управления.

Предлагаем для автоматизации процесса регулирования газа на обводной линии смонтировать 2 регулировочно-отсекательных клапана марки КМРО Ду 200 Ру 6,3 МПа с интеллектуальными электроприводами фирмы Rotork вместо кранов с ручным управлением № № 23,24.

Для управления процессом регулировки предлагаем алгоритм управления регулируемыми клапанами.

Например, в штатном режиме работы отсекательный кран № 22 и регулирующий клапан № 23 на обводной линии закрыты. Автоматическое управление регулирующим клапаном № 23 выключено.

В случае необходимости работы ГРС по обводной линии подается команда на запуск алгоритма. Команда может быть подана как оператором с панели САУ ГРС, так и диспетчером ЛПУМГ с Пункта управления СЛТМ.



Далее после поступления команды открывается отсечной кран. Управление регулирующим клапаном № 23 передается промежуточному блоку ПИ-регулятору. Промежуточный блок ПИ-регулятор поддерживает давление на выходе ГРС равным заданному. В нашем случае 0,6 МПа. При отклонении давления от заданного подается команда на открытие либо закрытие регулирующего клапана № 23.

Кроме этого программой отслеживается работоспособность всех элементов управления. В случае обнаружения неисправности формируется сигнал, который выводится на панель оператора и пункт управления диспетчера. Если обнаруженная неисправность влияет на качество управления процессом, то тогда автоматическое управление останавливается, регулирующий клапан остается в последнем положении.

Пример критической неисправности – отказ датчика давления, пропадание напряжения на электродвигателе регулирующего клапана.

Пример некритичной неисправности – обрыв соленоида отсечного клапана.

Для завершения работы по обводной линии также подается команда с панели САУ ГРС или с Пункта управления СЛТМ. При поступлении данной команды регулирующий клапан полностью закрывается. Следом закрывается отсечной кран. Программа управления переходит в режим ожидания следующей команды.

В настоящий момент идет приобретение необходимого оборудования для установки клапанов с электроприводами на обводную линию.

В результате проделанной работы после монтажа регулирующих клапанов с дистанционным регулированием на обводную линию у нас появится возможность редуцирования газа по байпасной линии без помощи оператора в случае возникновения любых нестандартных ситуаций в работе других узлов станции, то есть диспетчером через средства телемеханики или оператором с панели САУ ГРС.

Этим существенно повышается надёжность эксплуатации ГРС и даёт возможность практического проведения анализа работы регулирующих клапанов в полевых условиях для дальнейшего внедрения малолюдных технологий при эксплуатации станций.

В перспективе работу данного алгоритма управления регулирующими клапанами по обводной линии можно будет реализовать на всех ГРС Общества.