

ГОСПРОМНАДЗОР МЧС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»  
ОАО «ГОМЕЛЬТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»  
ОАО «ПОЛОЦКТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»  
ЧУП «ЗАПАД-ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»  
УО «ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

# НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Сборник тезисов  
VIII международной научно-технической  
конференции

(Новополоцк, 25 – 28 ноября 2014 г.)



Новополоцк  
ПГУ  
2014

УДК 622.69(082)

*Редакционная коллегия:*

В.К. Липский (председатель),  
С.А. Захаревич, А.Н. Козик, Л.М. Спиридёнок,  
А.Г. Кульбей (ответственный за выпуск)

**Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта** : сб. тез. VIII междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 25 – 28 ноября 2014 г. / УО «Полоц. гос. ун-т» ; под общ. ред. В.К. Липского ; редкол.: В.К. Липский (пред.) [и др.]. – Новополоцк: ПГУ, 2014. – 168 с.

ISBN 978-985-531-472-2.

В сборник включены тезисы докладов по проблемам обеспечения безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании трубопроводов и оборудования нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ, а также по экологическим, экономическим и правовым аспектам этой проблемы.

Материалы предназначены для научных и инженерно-технических работников, занятых проектированием, сооружением и эксплуатацией трубопроводного транспорта, а также для преподавателей вузов, аспирантов, магистрантов и студентов.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

### **I. Общие вопросы повышения надежности, безопасности и эффективности эксплуатации магистральных трубопроводов**

***В.И. Поляков, С.А. Захаревич, В.М. Русь***

Оценка риска аварий при эксплуатации трубопроводных газораспределительных систем ..... 9

***П.М. Войтов***

Обеспечение надежной и бесперебойной поставки газа – основная задача  
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» ..... 11

***В.И. Дроботов***

Строительство магистрального нефтепродуктопровода «Новополоцк-Фаниполь» ..... 14

***К. Сталбергер***

Применение международных руководящих принципов обеспечения безопасности и надлежащей практики для трубопроводов в Беларуси ..... 15

***В.К. Липский, Л.М. Спиридонок, А.Н. Воронин***

Проблемы технического регулирования в области трубопроводного транспорта ..... 17

***М.В. Чучкалов***

Сопоставительный анализ отечественных и зарубежных представлений о поперечном коррозионном растрескивании под напряжением ..... 20

***В.Л. Онацкий***

Исследование влияния потенциала на механические свойства и скорость наводороживания стали марки 17Г1С ..... 22

***А.Н. Янушонок, А.С. Снарский***

Повышение механических свойств длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов путем восстановительной термической обработки ..... 24

***М.В. Третьякова***

Обоснование выбора типа электрода при электроизмерениях на трубопроводах в условиях влияния наведенных токов промышленной частоты ..... 26

***Г.М. Кривенко, М.П. Возняк, Л.В. Возняк***

Исследование влияния факторов на безопасность трубопроводного транспорта ..... 28

***О.С. Тараевский, С.Й. Тараевский***

Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов ..... 30

***П.В. Коваленко***

Экологические проблемы упаковывания и транспортирования твердых битумов ..... 32

***В.К. Липский, А.Н. Воронин***

Смесеобразование при транспортировании светлых нефтепродуктов методом последовательной перекачки прямым контактированием по внешнему технологическому трубопроводу ..... 34

## II. Обеспечение надежности и безопасности линейной части магистральных трубопроводов

**Е.С. Носова**

Сравнение методов описания взаимодействия подземных магистральных газопроводов с грунтом в отечественной и зарубежной практике ..... 36

**Д.С. Пекарчук, М.Н. Назарова**

Исследование современных технологий ремонта линейной части магистрального нефтепровода неметаллическими муфтами ..... 37

**Р.А. Шестаков**

Влияние конструкционных параметров трубопровода-отвода при отборе нефти на технологический режим магистрального нефтепровода ..... 38

**Э.А. Петровский, М.В. Гагина**

Обеспечение надежности и безопасности магистральных трубопроводов нефтегазового комплекса на основе применения методики FMEA-анализа (Failure Mode and Effect Analysis) ..... 40

**А.Н. Бахтегареева**

Определение расчетного значения коэффициента теплопроводности грунта при проектировании магистрального газопровода ..... 42

**Н.Б. Адилова, К.Н. Тойшыбаев**

Методика оценки качества изоляционного покрытия подземных стальных трубопроводов ..... 44

**А.Ф. Уразбахтина, Н.В. Морозова**

Гидравлический расчет газожидкостных систем ..... 47

**А.Н. Воронин, В.К. Липский**

Описание сети процессов в магистральном трубопроводном транспорте с использованием системы функционального моделирования ..... 49

**Ю.И. Дорошенко**

Повышение эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов путем защиты внутренней поверхности трубопровода от коррозии ..... 51

**В.А. Пыстин**

Современные технические средства, используемые при защите магистральных трубопроводов от коррозии ..... 53

**А.В. Иванов**

Повышение эксплуатационной надежности технологического оборудования магистральных газопроводов ..... 56

**М.Д. Середюк, С.Я. Григорский**

Исследования влияния остановок насосных агрегатов на эксплуатационную надежность нефтепроводов ..... 58

**И.В. Якимив**

Оптимальная периодичность пропуска очистных устройств по магистральным нефтепроводам ..... 60

### **III. Обеспечение надежности и безопасности насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов**

***В.Е. Питолин***

Применение динамической балансировки центробежных насосов для снижения пульсаций давления в напорной магистрали ..... 62

***И.А. Леонович, А.М. Ревазов***

Основные принципы формирования системы предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов 63

***Г.Х. Самигуллин***

Обеспечение безопасности эксплуатации зданий насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов ..... 65

***И.С. Артемьев, Д.А. Годовский***

Оценка эффективности применения вторичных энергетических ресурсов при транспорте газа ..... 67

***А.А. Арнст, Н.А. Гаррис***

Исследование влияния температуры атмосферного воздуха на ГТД с помощью параметрического уравнения Холщевникова ..... 69

***З.Р. Кутлыева, Э.А. Закирова, Н.А. Гаррис***

Особенности тепловых расчетов при эксплуатации резервуаров на вечномерзлых грунтах ..... 71

***А.Р. Людвиницкая, А.И. Аюпов***

Способы снижения вибрации насосных агрегатов ..... 73

***А.П. Токарев, Л.П. Новоселова***

Исследование влияния различных вариантов обвязки магистральных насосных агрегатов на их вибрационное состояние ..... 76

***А.В. Михалкив, В.Б. Михалкив***

Общая характеристика надежности газоперекачивающих агрегатов в системе АГНКС ..... 77

***А.В. Тымкив, В.Б. Михалкив***

Повышение надежности газоперекачивающих агрегатов на основе диагностики их состояния ..... 79

***В.А. Фруцкий, А.Г. Кульбей***

Порошковый материал на основе стружечных отходов для подшипников скольжения центробежных насосов ..... 81

### **IV. Диагностика объектов магистральных трубопроводов**

***В.Л. Венгринович, С.А. Золотарёв***

Томографическая реконструкция внутренней и наружной поверхности трубы ..... 82

***Р.А. Кидун, В.В. Шман***

Программа анализа состояния противокоррозионной защиты трубопроводов ..... 84

***С.В. Лесникович***

Особенности проведения внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов ОАО «Полоцктранснефть Дружба» ..... 86

***С.С. Родин***

Диагностика и оценка остаточного ресурса электромеханического оборудования компрессорных станций газопроводов ..... 88

<b>С.В. Савченков</b>	
Применение ультразвуковых устройств оценки скорости коррозии систем дистанционного коррозионного мониторинга для определения размеров локальных коррозионных дефектов .....	90
<b>А.Ю. Михалев, Р.В. Агиней</b>	
Реализация метода оценки состояния металла труб по результатам измерения твердости с малой нагрузкой на подводном переходе магистрального газопровода через реку Волга .....	92
<b>С.А. Никулин, Е.Л. Карнавский</b>	
Применение подсистем дистанционного коррозионного мониторинга с расчетно-аналитическим блоком для обеспечения надежности и повышения эффективности работы системы электрохимической защиты .....	94
<b>М.П. Возняк, Я.Л. Панчышин, Л.В. Возняк</b>	
Использование результатов параметрического диагностирования для построения приведенных характеристик нагнетателей газоперекачивающих агрегатов .....	95
<b>А.Я. Ждек, В.Т. Болонный</b>	
Определение остаточного ресурса длительно эксплуатируемых газопроводов с учетом имеющихся коррозионных дефектов и условий эксплуатации .....	97
<b>С.А. Марчук</b>	
Диагностическое обслуживание технологических газопроводов и оборудования КС ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» .....	100
<b>Е.С. Прокопенко</b>	
Исследование влияния механических напряжений на напряженность магнитного поля .....	102
<b>П.В. Благовисный, И.Н. Андронов</b>	
Влияние повторения процедуры измерения на время распространения ультразвуковых волн в стальном образце .....	104
<b>Д.Н. Фурса</b>	
Параметрическая диагностика газотурбинных газоперекачивающих агрегатов .....	106
<b>А.И. Ксенич</b>	
Метод повышения достоверности прогнозирования энергетических параметров работы участков газовых сетей .....	108
<b>Р.П. Санцевич</b>	
Диагностирование трубопроводов межцеховых коммуникаций, шлейфов и узлов подключения компрессорных станций с целью продления сроков эксплуатации .....	110
<b>V. Обеспечение надежности и безопасности при сооружении, реконструкции, модернизации и ремонте объектов магистрального трубопроводного транспорта</b>	
<b>Г.Г. Васильев, А.П. Сальников</b>	
Анализ аварийности и причин аварий вертикальных стальных резервуаров.....	112
<b>Г.Г. Васильев, А.А. Шамукаева</b>	
Анализ технических решений по обеспечению устойчивости опор выкидных линий скважин в условиях многолетнемерзлых пород .....	114

<i>Е.А. Спиридович, Р.В. Агиней, А.Ю. Михалёв</i>	
Исследование гетерогенности химического состава стали труб, поврежденных стресс-коррозией .....	116
<i>П.В. Ченур, С.В. Чирков</i>	
Расчет усиления центральной части днища вертикального стального резервуара при выполнении подъема гидродомкратами .....	118
<i>В.М. Кривчилов</i>	
Внедрение сборно-разборных трубопроводов в войсках Красной армии .....	120
<i>С.В. Цисевич</i>	
Исторические аспекты и перспективы применения сборно-разборных полевых магистральных трубопроводов для обеспечения войск горючим .....	122
<i>Г.Ю. Чуркин, С.Т. Алекперова</i>	
К вопросу обеспечения безопасности магистральных трубопроводов, проектируемых в соответствии со специальными техническими условиями .....	124
<i>А.И. Бондарчук</i>	
Техническое состояние резервуарных парков Республики Беларусь .....	125
<i>Robert Henich</i>	
Бестраншейная санация трубопроводов с инновационной технологией PRIMUS LINE® .....	127
<b>VI. Ликвидация аварий магистральных трубопроводов и их последствий. Обеспечение экологической безопасности магистральных трубопроводов</b>	
<i>М.А. Ксенофонов, С.В. Выдумчик, О.О. Гавриленко, С.А. Чупрынский, Т.Г. Павлюкевич</i>	
Автоматизированный комплекс оборудования для производства эффективных поглотителей нефтепродуктов из водных сред .....	130
<i>М.А. Ксенофонов, В.В. Понарядов, В.С. Васильева, Л.Н. Василевская, Л.Е. Островская</i>	
Обеспечение экологической безопасности при ликвидации аварийных разливов нефти наномодифицированным пенополиуретановым сорбентом .....	132
<i>Л.М. Спиридонок</i>	
Методика определения местоположения стационарных рубежей локализации и сбора нефти на реках .....	134
<i>А.Л. Рудак</i>	
Обеспечение экологической безопасности магистральных газопроводов .....	136
<i>А.Г. Кульбей, В.К. Липский</i>	
Формирование комплексной безопасности подводных переходов .....	137
<b>VII. Программирование и моделирование процессов трубопроводного транспорта углеводородных энергоносителей</b>	
<i>Р.А. Кидун, В.В. Шман</i>	
Программа расчета рисков эксплуатации трубопроводов .....	139
<i>А.Г. Кульбей, И.А. Леонович</i>	
Построение полей индивидуального риска для промышленных объектов .....	141

<i>Д.О. Глухов, А.П. Андриевский, В.В. Чумак, А.Н. Янушонок, С.А. Авилкин</i> Программный комплекс расчета запаса газа в газотранспортной системе ОАО «Газпром трансгаз Беларусь». Опыт эксплуатации .....	143
<i>А.Ю. Прокопенко, С.В. Нефёдов</i> Имитационный метод прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов .....	144
<i>А.Ю. Прокопенко, С.В. Нефёдов</i> Метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов, требующих проведения ремонтных мероприятий либо снижения рабочего давления .....	146
<i>А.М. Сверчков, А.А. Агапов, А.С. Софьин, С.И. Сумской, А.Ф. Егоров</i> Моделирование аварийных утечек на магистральных нефтепроводах с использованием CFD модели .....	148
<i>В.А. Бикбов, Д.А. Годовский</i> Моделирование обвязок нагнетателей природного газа .....	150
<i>Д.А. Волынский</i> Математическое моделирование нестационарных процессов в сложной газотранспортной системе .....	151
<i>П.Р. Гицер, М.П. Муж</i> Моделирование совместной работы трубопровода и насоса .....	153
<i>С.М. Михальченко</i> Программный комплекс AVEVA PDMS как средство для проектирования объектов трубопроводного транспорта .....	155
<i>В.П. Лисафин</i> Разработка универсальной математической модели для расчета режима работы центробежного нагнетателя .....	157
<i>А.П. Андриевский</i> Методика приведения режимов работы газотранспортной системы к сопоставимым условиям .....	159
<b>VIII. Экономические и правовые вопросы обеспечения безопасности магистрального трубопроводного транспорта</b>	
<i>Р.А. Кидун, В.В. Лаврентьев</i> Вариант использования АСК и УТС и Р в бизнес-процессе «Текущий ремонт нефтепровода» .....	162
<i>Е.М. Бортняк, Н.П. Школьный, Ю.З. Потична</i> К вопросу повышения экологической безопасности трубопроводного транспорта путем утилизации нефтяных отходов .....	164
<i>Л.Д. Пылыпив</i> Изучение опыта использования электромагнитных полей для улучшения реологических свойств высоковязких нефтей с учетом перспективы внедрения на нефтепроводах Украины .....	165



# I. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ, БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 697.245, 621.643/644

## ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

**В. И. Поляков<sup>1</sup>, С. А. Захаревич<sup>2</sup>, В. М. Русь<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»; <sup>2</sup>Госпромнадзор; <sup>3</sup>ГПО «Белтопгаз»,  
<sup>1, 2, 3</sup>Минск, Беларусь

В процессе работы осуществлены анализ опыта управления риском при эксплуатации газораспределительных систем; оценка критериев риска при эксплуатации объектов газораспределительных систем Республики Беларусь.

В результате исследования установлена методологическая основа для количественной оценки риска эксплуатации газораспределительных систем, нормативно закреплённая в стандарте объединения ГПО «Белтопгаз» – СТП 03.32-2012 «Критерии оценки риска при эксплуатации газораспределительных систем». Были собраны и проанализированы данные по аварийности распределительных газопроводов ГПО «Белтопгаз» за период с 2005 по 2011 гг., определены основные показатели риска для распределительных газопроводов. Потенциальный территориальный и индивидуальный профессиональный риски не превышают  $1 \cdot 10^{-6}$ .

За календарный 2012 г. оценка риска аварий на стальных и полиэтиленовых газопроводах проведена как в разрезе газоснабжающих организаций, так и в целом по ГПО «Белтопгаз». Аварии и несчастные случаи отсутствуют.

Оценка риска аварий газораспределительных систем Республики Беларусь за 2012 г. в соответствии с таблицей показывает, что по общепринятой классификации частот отказов инцидент (повреждения II степени, вызванные в основном механическими повреждениями газопроводов в результате нарушений требований промышленной безопасности сторонними лицами и организациями) для газоснабжающих организаций – редкое событие, а на полиэтиленовых газопроводах – практически невероятное событие. Риск возникновения аварий и случаев травматизма при эксплуата-

ции газораспределительных систем минимален. Эксплуатируемые в Республике Беларусь распределительные газопроводы по своему техническому состоянию отвечают требованиям безопасности, присущими современному этапу развития государства и общества.

Таблица

Риск аварий при эксплуатации стальных и полиэтиленовых (ПЭ) газопроводов за 2012 г.

Газопроводы	Наименование УП						
	Брест-облгаз	Витебск-облгаз»	Гомель-облгаз	Гродно-облгаз	Минск-облгаз	Мингаз	Могилев-облгаз
стальные	$2 \cdot 10^{-6}$	0	0	0	0	$10^{-5}$	0
ПЭ	0	0	0	0	0	$5 \cdot 10^{-7}$	$5 \cdot 10^{-7}$
Всего	$2 \cdot 10^{-6}$	0	0	0	0	Свыше $10^{-5}$	$5 \cdot 10^{-7}$

Несмотря на некоторое увеличение уровня риска для УП «Мингаз» до  $1 \cdot 10^{-5}$ , управление риском не требует каких-либо дополнительных затратных мероприятий по его снижению для стальных газопроводов по сравнению с теми мероприятиями, которые установлены в соответствии с требованиями технических нормативных актов системы промышленной безопасности. Однако в ходе проверок Госпромнадзором отмечена недостаточность принимаемых мер в части обеспечения ряда требований Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 06.11.2007 № 1474 «Об утверждении Положения о порядке установления охранных зон объектов газораспределительной системы, размерах и режиме их пользования» для снижения количества чрезвычайных ситуаций (инцидентов).

В целом по ГПО «Белтопгаз» уровень риска аварий остается низким со значением  $1,6 \cdot 10^{-6}$ .

В целях обеспечения безаварийной и безопасной эксплуатации опасных производственных объектов ГПО «Белтопгаз» Госпромнадзором предложено принять действенные меры по организации пропаганды безопасных методов работы перед началом строительного сезона с разъяснением установленного порядка получения разрешений на виды работ, а также к применению более эффективных методов работы по выявлению несанкционированных работ в охранных зонах объектов газораспределительной системы.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ И БЕСПЕРЕБОЙНОЙ  
ПОСТАВКИ ГАЗА – ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА  
ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»**

**П. М. Войтов**

*ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Минск, Беларусь*

Важнейшей задачей ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» является надежное и стабильное обеспечение транспорта природного газа в установленном объеме и заданными параметрами.

В настоящее время на территории Республики Беларусь функционирует система магистральных газопроводов (МГ), эксплуатируемая ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», которая включает в себя 7 магистральных газопроводов, 223 газораспределительные станции, 5 линейных компрессорных станций (КС) и 3 КС на подземных хранилищах газа (ПХГ), 27 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, Осиповичское, Прибугское и Мозырское ПХГ.

Общая протяженность газопроводов, эксплуатируемых ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», насчитывает 7876,32 км, из которых 65% составляют односторонние газопроводы. По системе магистральных газопроводов осуществляется поставка газа потребителям Республики Беларусь, а также транзит природного газа в страны Западной Европы и Украины.

Газотранспортная система ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» технологически связана с аналогичными системами соседних Европейских стран – России, Украины, Прибалтики и Польши. Общество является оператором по эксплуатации крупнейшего в мире газопровода «Ямал – Европа», эксплуатируя на территории Республики Беларусь 575 км линейной части и 5 компрессорных станций.

На основе отечественного и зарубежного опыта эксплуатации объектов магистральных газопроводов, научно-исследовательских работ в Обществе сформирована и реализуется система обеспечения надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов.

В настоящее время самым эффективным и достоверным методом обследования дефектности металла трубы и сварных соединений линейной части магистральных трубопроводов без остановки и изменения ре-

жимов транспортировки перекачиваемого продукта является внутритрубная диагностика (ВТД). Учитывая, что современные диагностические поршни позволяют зафиксировать до 95% всех имеющихся дефектов, основным направлением в развитии ВТД является расшифровка заявленных дефектов (аномалий), анализ их опасности, ранжирование по степени опасности и определение фактических линейных размеров и глубины дефектов, влияние их друг на друга. Общим признаком всех обследованных газопроводов, эксплуатируемых ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», является значительное количество фактических дефектов строительно-монтажного и заводского происхождения (до 80 ÷ 85% от общего количества).

В ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» сложилась четкая система проведения работ по ВТД. Она включает в себя 2 этапа.

1-й этап – собственно выполнение пропуска снарядов-дефектоскопов по газопроводам с выдачей отчета дефектности участка газопровода.

2-й этап заключается в обработке и анализе отчетов, ранжировании дефектов по степени опасности, локальном обследовании заявленных по результатам анализа дефектов и аномалий, выдаче технических решений по методам их ремонта и ремонт дефектов (если это требуется).

С учетом практического опыта работ в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» совместно с Физико-техническим институтом НАН Беларуси были разработаны стандарты предприятия по обследованию и методам ремонта дефектов, выявленных с помощью ВТД.

С 1995 г. по настоящее время проинспектировано 4588 км газопроводов, в т.ч. 1182 км повторно. Завершена внутритрубная диагностика всех магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, оснащенных камерами приема-пуска диагностических устройств. В настоящее время выполняется так же ВТД компрессорных станций с использованием телеуправляемого диагностического комплекса.

В настоящее время в республике эксплуатируются 3 ПХГ – Осиповичское, Прибугское и Мозырское. Осиповичское и Прибугское ПХГ созданы в водоносных пластах, Мозырское – в соленосных отложениях.

В работе газотранспортной системы с их помощью решаются следующие задачи: покрывается сезонная и пиковая неравномерность газопотребления, компенсируется недоподача газа потребителям при нештатных ситуациях на газопроводе, создаются условия для увеличения объемов реализации газа на рынке потребления в зимний период.

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» уделяет большое внимание сотрудничеству с научными организациями Национальной академии наук Республики Беларусь в области научно-исследовательских работ и опытно-конструкторских разработок, направленных на повышение надежности и безопасности газотранспортной системы. Основными направлениями сотрудничества ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» с научными подразделениями НАН Беларуси являются:

- научно-техническое обоснование продления ресурса эксплуатации основного оборудования объектов магистральных газопроводов: компрессорных станций, линейной части, газораспределительных станций, АГНКС и др.;

- разработка конструкций стальных бандажей для ликвидации дефектов объектов МГ;

- исследование распределения остаточных напряжений и деформаций в стенке трубы МГ при проведении и после выполнения работ по заварке дефектов типа каверн, трещиноподобных и поверхностных дефектов при наличии расхода газа;

- исследование процессов сварки при использовании негорючего газа для вытеснения газозвушной смеси и заполнения отключенного участка газопровода с целью повышения безопасности проведения огневых работ;

Выполнение комплекса научных работ позволит существенно повысить надежность и безопасность эксплуатации объектов магистральных газопроводов и обеспечить бесперебойное снабжение природным газом потребителей Республики Беларусь и транзитные поставки газа в Европу.

В целях повышения надежности и безопасности эксплуатации магистральных газопроводов в Обществе разработана и согласована с Департаментом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности МЧС Республики Беларусь «Программа повышения промышленной безопасности объектов МГ ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» на 2011 – 2015 годы» (94 пункта).

Анализ современного состояния и перспективы развития деятельности ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» доказывают правильность нашей практической деятельности по поддержанию объектов магистральных газопроводов в работоспособном и надежном состоянии.

УДК 622.692

## СТРОИТЕЛЬСТВО МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА «НОВОПОЛОЦК – ФАНИПОЛЬ»

**В. И. Дроботов**

*ОАО «Полоцктранснефть Дружба», Новополоцк, Беларусь*

Проектируемый магистральный нефтепродуктопровод (МНПП) «Новополоцк – Фаниполь» планируется проложить в одном техническом коридоре с магистральными нефтепроводами «Полоцк – Вентспилс», «Полоцк – Биржай – Мажейкяй» (20 км) и техническом коридоре МНПП «Полоцк – Минск».

МНПП «Новополоцк – Фаниполь» запроектирован из труб стальных электросварных прямошовных (ГОСТ 10704-91) из спокойной стали марки 10 по ГОСТ 8731-74 диаметром 219 мм толщиной стенки 5 мм, прокладываемых подземно, протяженностью 292 км.

Перекачка дизельного топлива предусматривается по проектируемому МНПП «Новополоцк – Фаниполь» от открытой насосной на ТСБ светлых № 2 ОАО «Нафтан» в резервуарный парк ЛПДС «Полоцк» ОАО «Полоцктранснефть Дружба» и далее на нефтебазу Фаниполь РУП «ПО Белоруснефть».

### **Пусковые комплексы строительства МНПП:**

1-й пусковой комплекс – строительство МНПП на участке ГНПС «Новополоцк» – отвод на нефтебазу «Крулевщина», включая сооружения ГНПС (за исключением резервуарного парка) и КП «Крулевщина»;

2-й пусковой комплекс – строительство МНПП на участке нефтебаза «Крулевщина» – КП «Фаниполь», включая сооружения КП «Фаниполь»;

3-й пусковой комплекс – строительство резервуарного парка ГНПС «Новополоцк»;

4-й пусковой комплекс – строительство узла учета на ГНПС «Новополоцк»;

5-й пусковой комплекс – строительство узла учета на КП «Крулевщина»;

6-й пусковой комплекс – строительство узла учета на КП «Фаниполь»;

7-й пусковой комплекс – строительство промежуточной НПС «Кривичи».

Трасса проектируемого МНПП проходит в одном техническом коридоре с существующим нефтепродуктопроводом «Полоцк – Вентспилс», на расстоянии 5 м с правой стороны.

Трасса проектируемого МНПП от км 0 до км 120,92 проходит по территории Витебской области и пересекает Полоцкий, Миорский, Шарковщинский, Глубокский, и Докшицкий районы.

Трасса проектируемого МНПП от км 120,2 до км 292 проходит по территории Минской области и пересекает Мядельский, Вилейский, Молодечненский, Воложинский, Дзержинский и Минский районы.

Трасса МНПП «Новополоцк – Фаниполь» пересекает 15 рек и 19 ручьев.

Значительными препятствиями являются реки Мнюта (км 56,4), Сервеч (км 121) и Виляя (км 191,6), переход через которые предусматривается выполнить методом наклонно-направленного бурения.

Трасса МНПП «Новополоцк – Фаниполь» пересекает более 100 автомобильных дорог различного назначения, 7 железных дорог и около 100 коммуникаций различного назначения. По требованию владельцев препятствий большинство переходов выполняется закрытым способом.

Преимущества строительства МНПП «Новополоцк – Фаниполь»:

1. Для строительства нефтепродуктопровода в сравнении с альтернативой транспортировки нефтепродуктов железнодорожным и автомобильным транспортом потребуются больше капитальных вложений.

2. Затраты на транспортировку нефтепродуктов по трубопроводу значительно ниже железнодорожных тарифов.

3. Наличие нефтепродуктопровода снижает риски срыва поставок при увеличении транспортной загрузки железнодорожного транспорта. Кроме этого, стоимость транспортировки нефтепродуктов не будет зависеть от изменений стоимости провозной платы и тарифов железнодорожного транспорта.

**УДК 562.396**

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ РУКОВОДЯЩИХ  
ПРИНЦИПОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ  
И НАДЛЕЖАЩЕЙ ПРАКТИКИ  
ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ В БЕЛАРУСИ**

**К. Сталбергер**

*Организация «Zoi Environment Network», Женева, Швейцария*

Трубопроводы играют важную роль в транспортировании значительных объемов опасных веществ на большие расстояния. В условиях компетентного строительства, профессиональной эксплуатации и контроля

трубопроводы могут быть безопасным, экологически чистым и экономичным средством транспортирования. В то же время, как и все стационарные сооружения, содержащие опасные вещества, они могут быть серьезной угрозой для здоровья человека и окружающей среды.

В связи с необходимостью повышения безопасности трубопроводов в Европе страны-члены Европейской экономической комиссии Организации Объединенных Наций приняли решение о разработке документа «Руководящие принципы и надлежащая практика обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов» [1] в рамках Конвенции о трансграничном воздействии промышленных аварий и Конвенции по охране и использованию трансграничных водотоков и озер. Эти руководящие принципы предназначены для предотвращения инцидентов и минимизации последствий аварий для здоровья человека и окружающей среды.

Республика Беларусь является одной из важнейших транзитных стран нефти и газа, представляя собой кратчайший маршрут между газовыми и нефтяными месторождениями России и основными западноевропейскими рынками. По этой причине безопасность трубопроводов в республике имеет решающее значение, влияя на экологическую безопасность. Большая часть трубопроводной системы страны была построена в середине-конце 1960-х годов и сталкивается с проблемами эксплуатации в настоящее время. Около 80% магистральных трубопроводов в Беларуси эксплуатируются свыше 30 лет, поэтому разливы нефти случаются регулярно.

Цель проекта, проводимого Инициативой «Окружающая среда и безопасность» (ENVSEC), заключается в применении Руководящих принципов безопасности трубопроводов ЕЭК ООН (UNECE) в Беларуси с помощью группы экспертов. Группа состоит из национальных и международных экспертов в области промышленной безопасности трубопроводного транспорта и воздействия на окружающую среду (на водные объекты), имеющих практический опыт применения инструментов и Конвенции о трансграничном воздействии промышленных аварий и критериев безопасности трубопроводов.

Комплексная оценка экологических рисков, идущих от нефте- и газопроводов, будет включать в себя оценку технологических и экологических параметров трубопроводов. В ходе работы будет проведен обзор существующих методик оценке риска и соответствующей документации, технический анализ оперативных данных и их соответствия рекомендациям по безопасности. Окончательные выводы будут представлены на рассмотрение соответствующим ведомствам и организациям.



Инициатива «Окружающая среда и безопасность» (ENVSEC) тесно работает с шестью международными организациями: Организация по безопасности и сотрудничеству в Европе (OSCE), Региональный экологический центр Центральной и Восточной Европы (REC), Программа развития ООН (UNDP), Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций (UNECE), Программа окружающей среды ООН (UNEP) и Организация Североатлантического альянса (NATO) в качестве ассоциированного партнера, что обеспечивает нахождение быстрых решений в реагировании на изменение вопросов окружающей среды и безопасности.

Миссией Инициативы «Окружающая среды и безопасность» является содействие снижению экологических рисков и повышению безопасности путем укрепления сотрудничества между странами четырех регионов: Центральная Азия, Восточная Европа, Южный Кавказ и Юго-Восточная Европа. Организация по окружающей среде (Zoi Environment Network), базирующаяся в Женеве, будет играть ведущую роль в организации деятельности совместно с Программой развития ООН (UNDP), которая будет отвечать за заключительный региональный учебный семинар по безопасности трубопроводов в конце 2015 года.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Руководящие принципы и надлежащая практика обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов: Конвенция о трансграничном воздействии промышленных аварий; Конвенция по охране и использованию трансграничных водотоков и международных озер / Европейская экон. комис. – Женева: ООН, 2008. – 20 с.

**УДК 006.02:621.643**

### **ПРОБЛЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

**В. К. Липский, Л. М. Спиридёнок, А. Н. Воронин**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Техническое нормирование и стандартизация в магистральном трубопроводном транспорте представляет собой комплексную многогранную систему, имеющую тесную взаимосвязь с системами из других отраслей деятельности. Это вызвано многочисленным разнообразием объектов ма-

гистрального трубопроводного транспорта и процессов, происходящих при их функционировании.

Данное обстоятельство обуславливает наличие значительного количества технических нормативных правовых актов (далее – ТНПА) различных видов и статусов в магистральном трубопроводном транспорте. ТНПА имеют различное назначение и в совокупности должны обеспечивать полноту и системность технического нормирования и стандартизации, устойчивость, преемственность и возможность системного развития.

Вместе с тем приходится констатировать факт существенного отставания ТНПА от потребностей современных подходов к решению перечисленных задач. В Республике Беларусь в настоящее время все еще действует ряд нормативно-технической документации старого образца. Основные нормативные документы по проектированию и строительству магистральных трубопроводов были написаны в 80-х годах прошлого столетия (СНиП 2.05.06-85, СНиП III 42-80).

В условиях постепенного изменения национальной системы технического нормирования и стандартизации и появления технических нормативных правовых актов иных статусов возникает необходимость пересмотра данных документов, идентификации документов, исторически доказавших свою значимость, и их адаптации к новому правовому статусу с учетом современного достижения науки и техники.

Новое законодательство Республики Беларусь о техническом регулировании нормативной базы сделало большой шаг по пути гармонизации с международной практикой. Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» [1].

В области магистральных трубопроводов только в последние годы активизировалась аналогичная работа. В целях исполнения требований Закона Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» от 05.01.2004 г. № 262-3 приказом Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 30.11.2006 г. № 207 был создан Технический комитет (ТК17) «Магистральный трубопроводный транспорт нефти, газа и нефтепродуктов», сформированный из специалистов, являющихся полномочными представителями заинтересованных объектов технического нормирования и стандартизации – членов ТК, для проведения работ по государственной, межгосударственной и международной стандартизации по закрепленным за ним объектам стандартизации.

Целью деятельности ТК является разработка ТНПА для повышения качества и безопасности магистральных трубопроводов нефти, газа и нефтепродуктов на стадиях их разработки, производства и эксплуатации.

Задачами ТК «Магистральный трубопроводный транспорт нефти, газа и нефтепродуктов» являются:

- рассмотрение и выработка предложений, направленных на проведение в республике единой технической политики в области технического нормирования и стандартизации магистрального трубопроводного транспорта;

- разработка и реализация концепции систем ТНПА в области магистрального трубопроводного транспорта республики;

- разработка и пересмотр государственных стандартов Республики Беларусь и других ТНПА в области магистрального трубопроводного транспорта;

- проведение работ по межгосударственной (региональной) и международной стандартизации в области магистрального трубопроводного транспорта.

ТК17 может осуществлять взаимодействие непосредственно с техническими комитетами республики. В Республике Беларусь действует 24 национальных технических комитета по стандартизации и 12 национальных технических комитетов – в области архитектуры и строительства. ТК17 наиболее полноценно может сотрудничать с 3 комитетами из смежных областей деятельности:

- ТК5 «Сварка и родственные процессы»;
- ТК10 «Техническая диагностика и неразрушающий контроль»;
- ТК9 «Металлические и деревянные конструкции».

ТК17 может осуществлять сотрудничество с межгосударственными техническими комитетами по стандартизации (МТК) через Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС) Содружества Независимых Государств (СНГ).

Методическое руководство работой ТК и координацию его деятельности осуществляет Госстандарт (отдел по стандартизации). Секретариат ТК17 расположен на базе УО «Полоцкий государственный университет».

## ЛИТЕРАТУРА

1. О техническом нормировании и стандартизации: Закон республики Беларусь от 05.01.2004 г. № 262-3: принят Палатой представителей 26.11.2003 г.

УДК 622.692.4: 620.193

## СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ПОПЕРЕЧНОМ КОРРОЗИОННОМ РАСТРЕСКИВАНИИ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

**М. В. Чучкалов**

*ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия*

Применительно к коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) за рубежом нет деления на продольное и поперечное [1–4]. Там рассматривается стресс-коррозия, под которой в России подразумевается продольное КРН, и кольцевая стресс-коррозия К-КРН.

Ниже приведен сопоставительный анализ отечественных и зарубежных представлений о поперечном КРН (К-КРН).

В нем подчеркнутым шрифтом отмечены отдельные результаты, достигнутые автором, а также являющиеся наиболее существенным вкладом в мировой опыт борьбы с КРН.

Отечественная практика	Зарубежная практика
Общие положения	
<p>Основные причины возникновения и развития поперечного КРН (К-КРН):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– высокий уровень изгибных напряжений (воздействующих в продольном направлении), которые могут быть вызваны отступлением от проектных решений, браком СМР, пролеганием МГ в условиях пересеченной местности, геодинамическими факторами и др.;</li> <li>– низкое качество изоляции;</li> <li>– высокая коррозионная активность, низкие фильтрационные свойства грунта;</li> <li>– гидрология участка;</li> <li>– предрасположенность трубной стали к КРН.</li> </ul>	
<p>Применение «стресс-теста» для торможения поперечного КРН (К-КРН) не рекомендуется из-за незначительного воздействия на продольную составляющую напряжений.</p>	

Основные отличия	
Отмечаются случаи проявления поперечного КРН на трубопроводах диаметром от 720 мм, с пределом текучести трубной стали от 360 МПа.	Отмечаются случаи проявления поперечного КРН на трубопроводах диаметром от 168 мм, с пределом текучести трубной стали от 290 МПа.
<u>Зоны высоких напряжений выявляются усовершенствованными средствами ВТД.</u>	Отмечаются предпосылки к выявлению зон высоких напряжений магнитометрией.
<u>Разработана технология выявления потенциально опасных участков (ПОУ), склонных к образованию поперечного КРН.</u> <u>Разработана технология ремонта ПОУ без остановки транспорта газа, основанная на корректировке пространственного положения участка в плоскости изгиба, с целью приведения его НДС к нормативным требованиям.</u> <u>Применительно к предложенной технологии ремонта ПОУ разработана методика расчета их НДС.</u>	Упоминания о технологии ремонта ПОУ, склонных к К-КРН, без остановки транспорта газа отсутствуют. Отмечается только необходимость понижения изгибных напряжений.
<u>Доказана принципиальная разница между поперечным и продольным КРН, заключающаяся в том, что при высоком уровне изгибных напряжений оно может перейти в третью стадию (долом), минуя вторую (медленный рост трещины).</u>	Утверждается, что механизм развития К-КРН полностью соответствует классическому (продольному) КРН.

#### ЛИТЕРАТУРА

- 1 The CEPA Report on Circumferential Stress Corrosion Cracking / The Canadian Energy Pipeline Association (CEPA). – Calgary, AB: CEPA, 1997.
- 2 Sutherby, Robert L. The CEPA Report on Circumferential Stress Corrosion Cracking [Text] / Robert L. Sutherby // In proc. 1998 Intern. Pipeline Conf. – 1998. – Vol. 1. – P. 493 – 503.
- 3 CEPA SCC Recommended Practices, Addendum on Circumferential SCC, 1998.
- 4 Stress Corrosion Cracking: Recommended Practices. – 2<sup>nd</sup> ed. – The Canadian Energy Pipeline Association, 2007.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОТЕНЦИАЛА НА МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СКОРОСТЬ НАВОДОРОЖИВАНИЯ СТАЛИ МАРКИ 17Г1С

**В. Л. Онацкий**

*ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный  
технический университет», Ухта, Россия*

Исследование проводилось с целью изучения влияния потенциала на наводороживание конструкционной низколегированной стали 17Г1С и ее механические свойства. Стали 17Г1С широко используются для изготовления подземных трубопроводов высокого давления.

Для проведения исследования использовались образцы, изготовленные из фрагмента металла магистрального газопровода, находившегося в эксплуатации до 30 лет. Образец представляет собой стальной брус, закрепленный болтами на жестком неметаллическом основании. Ширина и толщина образца составляет 4 мм, длина 105 мм, марка стали 17Г1С, условный предел текучести  $\sigma_{0,2} = 360$  МПа, предел прочности  $\sigma_B = 520$  МПа.

Напряжения в брус создаются под действием изгибающих усилий, возникающих при затяжке прижимных болтов, фиксирующих брус на жестком основании. Для изгиба, под центральной частью образца, устанавливается опорная полоса шириной 10 мм и длиной 20 мм. Расчетная толщина опорной полосы для изгибающей нагрузки  $0,7 \div 0,8 \sigma_{0,2}$  составляет 6 мм.

Контроль механических свойств осуществлялся тестированием твердости с малой нагрузкой (ТМН) не менее 100 раз.

Образец помещается в измерительную ячейку, подключается к источнику постоянного тока, водородному датчику и хлоридсеребряному электроду сравнения. Ячейка наполняется агрессивной средой с известным уровнем рН 7,2. Таким образом, имитируется работа станции катодной защиты, производится контроль уровня защитного потенциала и величины тока проникновения водорода в сталь.

Для измерения скорости проникновения водорода в сталь  $C_H$  использовался индикатор водорода ДН-1, разработанный в Институте физической химии и электрохимии РАН [1]. В стационарных условиях  $C_H$  можно рассчитать из величины плотности тока проникновения водорода через стальную мембрану –  $i_p$ :

$$C_H = i_p LM / F \rho D, \quad (1)$$

где  $L$  – толщина мембраны,  $M$  – атомный вес водорода,  $F$  – число Фарадея,  $\rho$  – плотность стали,  $D$  – коэффициент диффузии водорода в стали.

Таким образом, величину  $i_p$  можно рассматривать как критерий опасности водородного охрупчивания стали.

Исследования проводились в диапазоне защитного потенциала от минус 0,8 до минус 1,4 В (без учета омической составляющей). В качестве агрессивной среды использовался раствор гидрокарбоната натрия с уровнем pH 7,2. Контрольное тестирование ТМН и тока, идущего на ионизацию атомов водорода, диффундирующих через мембрану датчика ДН-1, осуществлялось через 3, 6, 24, 72, 168 часов.

Установлено, что при повышении защитного потенциала происходит рост величины тока проникновения водорода. При этом при более высоком уровне защитного потенциала наблюдается более активный рост  $i$ , чем при низком.

Выявлено, что прирост значений дисперсии ТМН  $\delta_{HВ}^2$  имеет характер, аналогичный росту величины тока проникновения водорода, что позволяет определить потенциал эффективной защиты. Данные зависимости отмечены на каждом отрезке контроля (рис. 1, 2).

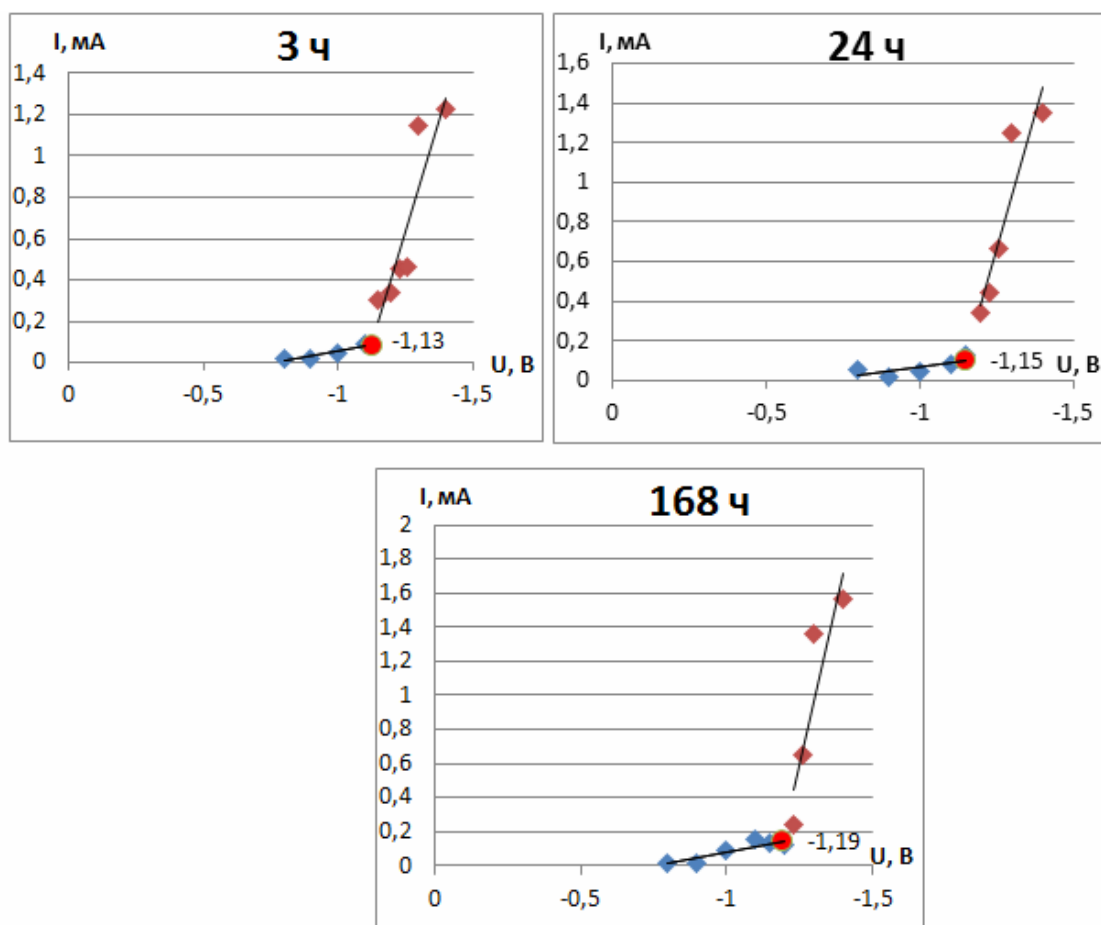


Рис. 1. Зависимости тока проникновения водорода от защитного потенциала

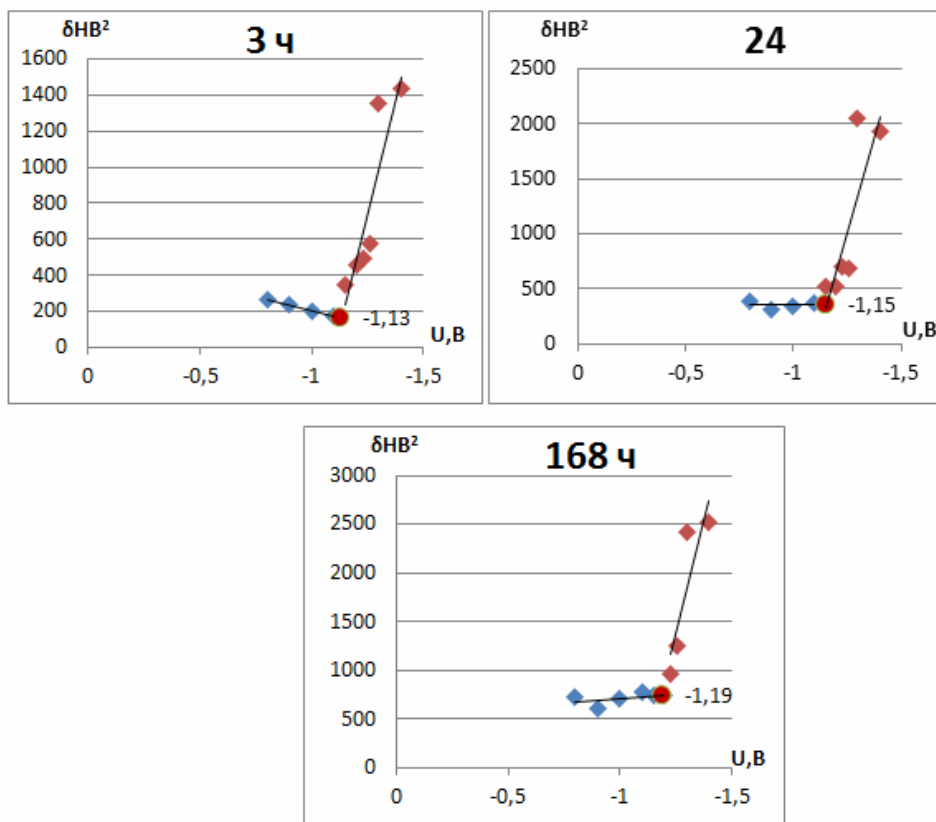


Рис. 2. Зависимости прироста дисперсии ТМН от защитного потенциала

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Михайловский Ю.Н., Маршаков А.И., Попова В.М., Соколова Т.И. Датчик проникновения водорода в стальные конструкции, эксплуатируемые в различных коррозионных средах. // Защита металлов. 1993. Т.29.№ 4. С.647-649.

УДК 66.094.29:621.643.053(476)

### ПОВЫШЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПУТЕМ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

А. Н. Янушонок<sup>1</sup>, А. С. Снарский<sup>2</sup>

<sup>1</sup> УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

<sup>2</sup> Белорусский национальный технический университет, Минск, Беларусь

Сеть магистральных трубопроводов Республики Беларусь создавалась преимущественно в 60 – 70-х годах прошлого века. Характерной особенностью магистральных трубопроводов Беларуси является их прогрес-



сирующее старение. Процессы старения и деградации материала, проявляются, в первую очередь, в снижении сопротивляемости хрупкому разрушению. Из-за значительного снижения уровня ударной вязкости увеличивается потенциальная возможность возникновения и роста трещин, и как следствие растет вероятность аварийного разрушения. Наиболее заметно данный эффект проявляется в локальных, структурно-неоднородных областях, которыми и являются сварные соединения.

Восстановление свойств деформационно-состаренного металла труб и их сварных соединений возможно за счет проведения специальной термической обработки. В связи с этим на образцах, вырезанных из длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов, проведены экспериментальные исследования с целью определения условий восстановления эксплуатационных свойств кольцевых сварных соединений. Установлено, что максимальный прирост значений ударной вязкости металла ( $50 \div 55\%$ ) достигается при проведении низкого отжига при температуре  $680^\circ\text{C}$  в течение  $30 \div 60$  минут [1].

Коррозионные испытания показали, что термическая обработка на предложенных режимах приводит к незначительному снижению значений предела прочности (остаются в рамках требований к данным видам сталей) и росту коррозионной стойкости металла сварного соединения до 4% [2].

Предложен неразрушающий способ контроля значений ударной вязкости кольцевых сварных соединений при проведении работ по термической обработке. Определение ее значений производится расчетным методом по результатам измерения геометрических размеров отпечатков, полученных при определении твердости по Виккерсу переносными твердомерами [3]. Погрешность определения ударной вязкости предложенным способом не превышает 15% по сравнению с базовыми значениями, определяемыми классическим разрушающим методом – по ГОСТ 9454. При этом расчетные значения ниже значений, определяемых разрушающим методом, что положительно повлияет на надежность при определении ударной вязкости неразрушающим способом.

Предлагаемый метод восстановления эксплуатационной надежности кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов, отработавших длительное время, путем проведения восстановительной термической обработки показывает потенциальную технико-экономическую эффективность своего применения [4].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Способ восстановления эксплуатационных свойств кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов: заявка №а20120202 на получение пат. Респ. Бела-

PolotskSU  
руссь / А.С. Снарский, А.Н. Янушонок; заявитель УО «Полоц. гос. унт»; заявл. 13.02.2012 // Афіцыйны бюл. / Нац. Центр інтэлектуал. уласнасці. – 2013. – № 5. – С. 30.

2. Янушонок, А.Н. Изменение коррозионной стойкости участков сварных соединений магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию, под влиянием высокотемпературного отпуска / А.Н. Янушонок, А.С. Снарский // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Ф, Стр-во. Прикладные науки. – 2010. – № 6. – С. 95 – 102.

3. Способ определения ударной вязкости стальных изделий: заявка №а20050386 на получение пат. Респ. Беларусь / А.С. Снарский, Ф.И. Пантелеенко, А.В. Крыленко; заявитель УО «Полоц. гос. ун-т»; заявл. 14.04.2005 // Афіцыйны бюл. / Нац. Центр інтэлектуал. уласнасці. – 2006. – № 6 (53). – С. 24.

4. Янушонок, А.Н. Оценка экономической эффективности восстановительной термической обработки сварных кольцевых соединений магистральных трубопроводов, проработавших длительное время // А.Н. Янушонок, В.Н. Стахейко // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. D, Экон. и юрид. науки. – 2012. – № 6. – С. 47 – 52.

**УДК 621.644:620.197**

## **ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА ЭЛЕКТРОДА ПРИ ЭЛЕКТРОИЗМЕРЕНИЯХ НА ТРУБОПРОВОДАХ В УСЛОВИЯХ ВЛИЯНИЯ НАВЕДЕННЫХ ТОКОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ**

**М. В. Третьякова**

*ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный  
технический университет», Ухта, Россия*

Для оценки опасности коррозии, эффективности электрохимической защиты и оценки состояния защитных изоляционных покрытий на подземных трубопроводах проводятся электроизмерения. Согласно нормативной документации [1] для этих целей предполагается применение неполяризующихся медносульфатных или стальных электродов сравнения.

Целью работы являлось выявление опытным путем точности различных электродов при электроизмерениях в условиях наведенного переменного напряжения на трубопровод.

Модель трубопровода представляла собой фрагмент трубы наружным диаметром 25 мм с толщиной стенки 3 мм и длиной 2,2 м, из стали 17Г1С. Наружное изоляционное покрытие – полимерная изоляционная лента, толщиной 0,2 мм, нанесенная в два слоя. Имитатор участка трассы трубопроводов представлял собой емкость 3×0,5 м и глубиной 0,3 м. Удельное электрическое сопротивление грунта – 330 Ом·м.

Электрическая цепь собиралась по схеме, изображенной на рисунке 1.

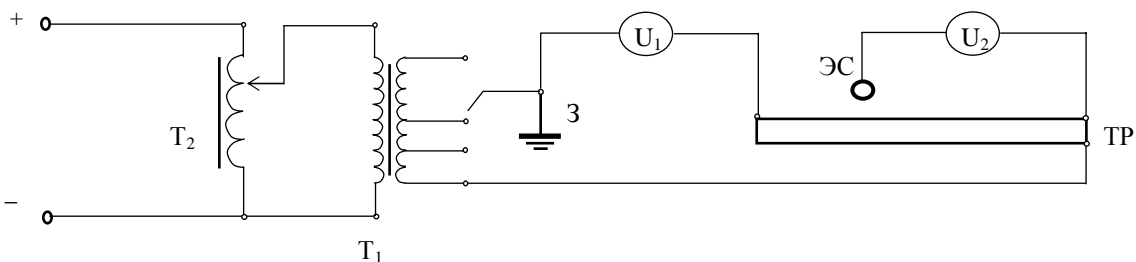


Рис. 1. Электрическая схема измерений:

З – стальной заземлитель; ТР – трубопровод; ЭС – электрод сравнения

В процессе измерения исследуемый измерительный электрод (ЭС) устанавливали над моделью трубопровода (ТР) в точке контроля. Пошагово увеличивая выходное напряжение с помощью лабораторного трансформатора  $T_2$ , снимали показания потенциала «труба-земля» на вольтметре  $U_2$  и разности потенциалов между заземлением и моделью трубопровода.

В рамках исследований были проведены испытания для 5-ти типов электродов с 23-мя шагами изменения напряжения на выходе трансформатора  $T_2$ , а также аналогичные испытания при другом значении коэффициента трансформации  $T_1$ .

Для оценки эффективности измерения потенциала в условиях воздействия переменного напряжения для различных электродов, на основании опытных данных вычислялась относительная погрешность:

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_{\text{ЭТ}}} \cdot 100\% , \quad (1)$$

где  $\Delta U$  – разность между показаниями вольтметров, В;

$U_{\text{ЭТ}}$  – разность потенциалов между заземлителем и трубой, В.

График распределения относительной погрешности измерений при различных выходных параметрах представлен на рисунке 2.

В результате экспериментальных исследований установлено, что измерения напряжения «труба-земля» промышленной частоты 50 Гц с применением МСЭ имеют погрешность от 3,7 до 5,2% в диапазоне допустимых напряжений до 60 В. Для реализации в системах коррозионного мониторинга рекомендуется применение хлоросеребряного или графитового электродов, измерения с которыми имеют погрешность не более 2,1%.

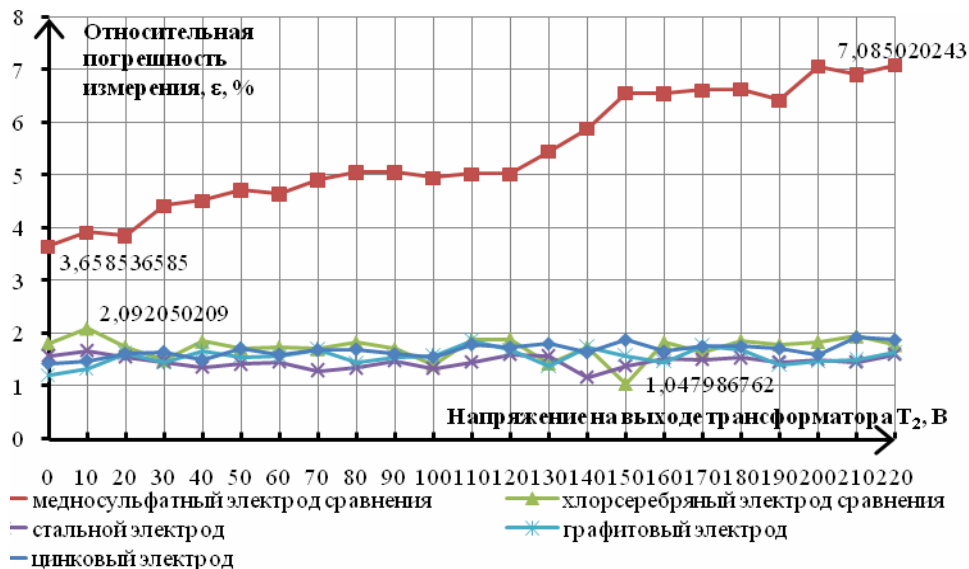


Рис. 2. Распределение относительной погрешности для различных типов электродов

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Стандартинформ, 2007. – 60 с.

УДК 622.692.4

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ НА БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

**Г. М. Кривенко, М. П. Возняк, Л. В. Возняк**

*Ивано-Франковский государственный национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Важную роль в топливно-энергетической безопасности Украины играет трубопроводный транспорт жидких и газообразных углеводородов, который значительно влияет на жизнеобеспечение населения и нормальное функционирование хозяйственного комплекса. Для обеспечения безопасности функционирования трубопроводных систем необходимо препятствовать возникновению аварийных ситуаций. Поэтому исследование влияния факторов на безопасность трубопроводного транспорта является актуальным, поскольку значительная их часть эксплуатируется не одно десятилетие. Комплексное исследование факторов, влияющих на возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов, позволит существенно усилить их безопасность.

Поскольку нефтепроводы имеют значительный срок эксплуатации, это приводит к увеличению числа трещин и коррозионных повреждений. Поэтому разворачивание широкомасштабных диагностических работ является одним из приоритетных направлений развития системы безопасной эксплуатации и прогнозирования срока службы магистральных нефтепроводов.

Основным общепринятым показателем безопасности является риск.

Управление риском предусматривает процесс принятия решений и внедрение мероприятий, направленных на обеспечение минимального риска возникновения аварий, т.е. снижения риска до такого уровня, которого можно достичь с учетом различных факторов, влияющих на данный процесс.

Для обоснования безопасной эксплуатации необходимо исследовать техническое состояние нефтепровода, в т.ч. и с помощью интеллектуального поршня; безопасные режимы его эксплуатации; скачкообразное изменение давления на начальном участке; растекание нефти в случае возникновения аварийной ситуации и пути предупреждения загрязнения окружающей среды.

Выявлено, что наиболее информативный фактор, влияющий на технический риск, – давление в месте дефекта [1]. Анализ реальных режимов работы показал, что в процессе эксплуатации нефтепроводов часто возникают неустановившиеся режимы течения. Такой режим вызывает, например, изменение плотности нефти или частоты электрического тока, что приводит к скачкообразному изменению давления. Этот фактор необходимо учитывать при прогнозировании технического риска и определении потерь нефти при аварийных ситуациях.

Нами предложена зависимость для определения распределения давления по длине трубопровода с учетом его скачкообразного изменения, возникающего в процессе замещения легкой нефти тяжелой, которые существенно отличаются по плотности. Предложенная зависимость отображает реальные процессы затухания скачкообразного изменения давления во времени и по длине трубопровода. При этом можно спрогнозировать возможные максимальные давления в начале трубопровода, что даст возможность проанализировать их безопасность в процессе эксплуатации.

При эксплуатации нефтепроводов с пересеченным профилем трассы остается актуальным вопрос растекания нефти в случае возникновения аварийной ситуации и вследствие этого предупреждение загрязнения окружающей среды. Рассмотрение трубопровода как единого целого с местностью, по которой он проложен, даст возможность решить различные технологические задачи.

Компьютерное моделирование истечения нефти с учетом рельефа местности позволяет решить целый ряд проблем, связанных с истечением нефти из аварийных отверстий при повреждении нефтепровода, исследовать влияние факторов на возникновение аварийных ситуаций, спрогнозировать масштабы загрязнения [2].

Для этой цели авторами разработана схема анализа и оценивания риска при эксплуатации нефтепроводов с резко пересеченным профилем трассы, с помощью которой можно найти неучтенные угрозы и определить вероятность и последствия их реализации.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Вплив чинників на технічний ризик у ході експлуатації нафтопроводів / Г.М. Кривенко, Я.М. Семчук, М.П. Возняк, Л.В. Возняк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – 4(29). – С. 108 – 111.

2. Возняк, М.П. Дослідження ризиків небезпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів / М.П.Возняк, Л.В.Возняк, Г.М. Кривенко // Прикарпатський вісник НТШ. – 2009. – 1(5) – С. 263 – 268.

**УДК 622.692.4**

### **ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

**О. С. Тараевский, С. Й. Тараевский**

*Ивано-Франковский государственный национальный  
технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Высокая агрессивность продукции скважин служит главной причиной преждевременного выхода из строя промысловых нефтепроводов. При этом наиболее агрессивными являются обводненная нефть и сточные воды, используемые в системах поддержания пластового давления. Так, например, срок службы трубопроводов для закачки сточных вод в ряде случаев составляет 1,5 – 2 года вместо планируемых 10 – 15 лет.

Учитывая, что промысловые трубопроводы являются достаточно металлоемкими и технически сложными сооружениями, проблема их противокоррозионной защиты является весьма актуальной.

Отечественный и зарубежный опыт противокоррозионной защиты промысловых трубопроводов показывает, что одним из наиболее эффективных и экономичных способов защиты внутренней поверхности труб являются лакокрасочные покрытия.

Однако при сварке труб в процессе сооружения нефтепровода происходит сгорание лакокрасочного покрытия на ее концах, прилегающих к сварному соединению, что приводит к нарушению противокоррозионного действия покрытия в зоне стыка. В то же время известно, что сварное соединение обладает высокой электрохимической гетерогенностью, обусловленной неоднородностью его химического состава, структуры, свойств и напряженного состояния. Поэтому наиболее интенсивные коррозионные разрушения происходят, как правило, именно в этой зоне.

Следовательно, противокоррозионная защита внутренней поверхности труб без эффективной защиты сварных соединений не оказывает влияния на ресурс трубопроводов в целом и не оправдывает значительных затрат на ее осуществление.

В результате многолетнего научно-технического сотрудничества с фирмой «Сиф-Изопайп» (Франция) при непосредственном участии автора была серьезно усовершенствована технология нанесения внутренних и наружных слоев покрытия, улучшены составы последних, а также модернизировано оборудование, предназначенное для изоляции труб в заводских условиях. Смонтированная совместно с фирмой «Сиф-Изопайп» на Нижневартовской базе по ремонту труб технологическая линия позволяет изолировать трубы диаметром от 114 до 720 мм, причем внутреннее покрытие – двухслойное эпоксидное с минимальной толщиной 300 мкм, а наружное – двухслойное полиэтиленовое с толщиной от 2 до 3,3 мм, а также наносить протекторную защиту в виде анодного слоя из алюминиевого сплава шириной до 300 мм для защиты внутреннего сварного стыка. Для защиты наружного сварного стыка на технологической линии изготавливают изоляционные манжеты из радиальноштитых термоусаживающихся материалов.

Однако, несмотря на качественное покрытие, тело трубопровода чаще всего подвергается коррозионным повреждениям, вызванным проникновением влаги через изоляционный слой, отслаиванием протекторного пояса или деятельностью микроорганизмов, в частности, сульфатвосстанавливающих бактерий. Под слоем отложений быстро развиваются коррозионные поражения в виде питтингов (точечная коррозия), скорость образования которых весьма велика (например, известны случаи, когда стенка трубопровода толщиной 4,5 мм была поражена питтинговой коррозией в течение 9 мес.).

Поэтому были проведены исследования с целью оценки состояния трубопроводов с эпоксидным покрытием после продолжительной эксплуатации на Самотлорском месторождении и разработки рекомендаций по дальнейшему совершенствованию технологии нанесения покрытий на производственной линии «Сиф-Изопайп», для чего проводился анализ химического и фазового состава осадков и продуктов коррозии, образовавшихся на поверхности труб с эпоксидным покрытием и протекторных колец.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Обслуживание газотранспортных систем: учеб. пособие / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, Е.И. Яковлев. – Киев: УМК ВО, 1991. – 160 с.
2. Крижанівський, Є.І. Визначення залишкового ресурсу роботи кільцевих зварних з'єднань газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. ун-ту нафти і газу. – 2005. – №1(10). – С. 42–46.
3. Крижанівський, Є.І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №3(12). – С. 31–34.
4. Галиуллин, З.Т. Леонтьев Е.В Интенсификация магистрального транспорта газа / З.Т. Галиуллин, Е.В. Леонтьев. – М.: Недра, 1991. – 272 с.

**УДК 665.637.88:543.27**

### **ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ УПАКОВЫВАНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ТВЕРДЫХ БИТУМОВ**

**П. В. Коваленко**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Существующие технологии упаковки и транспортирования битумов несовершенны с точки зрения экологии, т.к. приводят к загрязнению окружающей среды вредными парами и твердыми отходами.

Для перевозки битумов в районы Крайнего Севера, Дальнего Востока и при экспортных поставках используют, как правило, металлические бочки вместимостью 200 л. В связи с большим числом перевалок на пути следования, сезонностью работы транспорта, дефицитом и высокой стоимостью рабочей силы возврат бочек не производится (экономически не оправдан). Утилизировать их на месте крайне затруднительно.



Поэтому громадное количество бочек, поставляемых в районы Крайнего Севера и Дальнего Востока с остатками различных продуктов, выбрасывается, загрязняя окружающую среду. По данным ПромтрансНИИ-проект, при поставке 74 тыс. т битума в год, вместе с ним поступает 444 тыс. бочек, каждая массой от 26 до 37 кг, т.е. около 15 тыс. т металла. Захламление этих районов не утилизируемой тарой и остатками несливаемого битума из бочек, которые составляют около 4 – 6%, превратилось в очень серьезную экологическую проблему.

Основную часть строительных битумов перевозят упакованными в крафт-бумажную тару [1 – 4].

С использованием бумажной тары сопряжен целый ряд проблем. При перевозке горячего битума в пределах установки иногда мешки разрываются, а продукт разливается, что приводит к его потерям и загрязнению рабочей площадки.

При перевозке в летнее время болванки битума, упакованные в бумагу, слипаются, образуя монолит, который для выгрузки дробят вручную, что снова приводит к загрязнению окружающей среды и его потерям.

Кроме этого, бумажная тара является одной из причин пожаров при перевозке битума по железной дороге, что также приводит к загрязнению окружающей среды.

Проведенные ВНИИУС обследования битумных установок показали, что концентрация бензопирена в парах, выделяющихся при заливке горячего битума в бумажные мешки, бочки, бункера и битумовозы, колеблется от 0,2 до 125 мг/м<sup>3</sup>.

В США предельно допустимую концентрацию паров битумов предложено установить равной 0,2 мг/м<sup>3</sup>, т.к. по данным Национального управления по безопасности и охране здоровья работа с битумом может привести к раковым заболеваниям [5].

Решить многие экологические проблемы, возникающие на стадии упаковывания и транспортирования твердых битумов, можно путем применения новых схем их упаковывания с использованием новых упаковочных материалов.

Например, при мелкой фасовке битумов их можно упаковывать в полиэтиленовую пленку при этом твердые отходы не образуются, т.к. исключается необходимость дробления битума, а тара утилизируется вместе с продуктом. Попутно может быть получен дополнительный эффект утилизации отходов полиэтилена, т.к. в качестве упаковочного материала для битума вполне пригодна пленка из вторичного полиэтилена, т.е. из отходов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Фрязинов, В.В. Зарубежный опыт хранения, затаривания и транспортирования битумов: тематический обзор. Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья / В.В. Фрязинов, Л.П. Смирнов, И.В. Грудников. – М.: ЦИИТЭНефтехим, 1981.
2. International Petroleum Times, 1980. – V. 84, № 2114. – P. 17.
3. Бронштейн, И.С. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья / И.С. Бронштейн, А.Ф. Бардин, З.Ш. Бадретдинов, А.А. Колчина. – М.: ЦНИИ-ТЭНефтехим, 1985. – № 6. – С. 30 – 32.
4. Разработать предложения по контейнеризации доставки нефтебитума и других высоковязких продуктов на замкнутых перевозках в смешанном железнодорожно-морском сообщении (на примере направления Владивосток – Петропавловск-Камчатский): отчет о НИР / ПромстройНИИпроект. – М., 1980. – № ГР 79076368.
5. Бактимирова Т.Г. [и др.]. – Нефтепереработка и нефтехимия. – 1999. – № 6. – С. 62.

УДК 475.322

### **СМЕСЕОБРАЗОВАНИЕ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ МЕТОДОМ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ ПРЯМЫМ КОНТАКТИРОВАНИЕМ ПО ВНЕШНЕМУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ТРУБОПРОВОДУ**

**В. К. Липский, А. Н. Воронин**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Широко используемой технологией, которая принята во всем мире для транспортирования светлых нефтепродуктов, является их последовательная перекачка прямым контактированием [1]. Последовательная перекачка прямым контактированием получила свое название из-за того, что вытесняемый и вытесняющий нефтепродукты непосредственно контактируют друг с другом без какого-либо разделения [2].

Последовательная перекачка нефтепродуктов осуществляется циклами [3]. Каждый цикл состоит из нескольких партий нефтепродуктов, выстроенных в определенной последовательности. Партии нефтепродуктов в цикле формируются с учетом их состава, свойств и качества. При этом порядок следования выбирается таким, чтобы каждый нефтепродукт контактировал с двумя другими, наиболее близкими по своим свойствам.

При всех достоинствах технология последовательной перекачки нефтепродуктов прямым контактированием имеет характерный недостаток,

состоящий в смесеобразовании отдельных нефтепродуктов при их взаимном вытеснении в трубопроводе.

Смесь, которая образуется в зоне контакта перекачиваемых нефтепродуктов при вытеснении одного из них другим, обусловлена объективными физическими процессами, присущими движению жидкости в трубопроводе. При прямом контактировании смесеобразование происходит вследствие конвективного переноса, обусловленного неравномерностью распределения скоростей потока по сечению трубопровода [4].

Объем смеси нефтепродуктов при последовательной перекачке играет первостепенную роль в вопросе решения целесообразности проведения такой перекачки и влияет на остальные входные параметры этого процесса. От объема зависит выработка позиции о величине партии нефтепродуктов, емкости резервуарного парка, необходимого для раскладки смеси.

Последовательная перекачка нефтепродуктов прямым контактированием в магистральных трубопроводах регламентируется рядом технических нормативных правовых актов. Было выявлено, что в нормативно-технической документации информация по регламентированию последовательной перекачки нефтепродуктов прямым контактированием в технологических нефтепродуктопроводах отсутствует. Существующие расчетные формулы для определения объема смеси применимы к магистральным нефтепродуктопроводам, в которых не учитывается влияние местных сопротивлений в смесеобразовании. Технологические нефтепродуктопроводы характеризуются наличием большого количества местных сопротивлений, которые необходимо учитывать при смесеобразовании.

В рамках проведенного исследования существующая методика определения объема смеси была адаптирована к «короткому» внешнему технологическому трубопроводу с учетом влияния местных сопротивлений на смесеобразование.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999.
2. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008.
3. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, А.Г. Немудров, В.А. Юфин, Е.И. Яковлев. – М.: Недра, 1978.
4. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новоселов [и др.]; под ред. В.Ф. Новоселова. – М.: Недра, 1992.

## II. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 622.691

### СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ ОПИСАНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ГРУНТОМ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ПРАКТИКЕ

**Е. С. Носова**

*ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия*

В настоящее время для сооружения магистральных трубопроводов осваиваются новые территории, которые зачастую характеризуются сложными природно-климатическими и геотектоническими условиями, включая оползневые участки, участки с просадочными и пучинистыми грунтами, районы с высокой сейсмической активностью, пересечения тектонических разломов.

Численное моделирование и анализ прочности подземных трубопроводов с учетом указанных воздействий представляют непростую задачу. Она включает как сложно формализуемый характер взаимодействия трубопровода с грунтом, так и чисто вычислительные трудности, связанные с пространственной геометрией, большими деформациями, необходимостью адекватно моделировать механизмы местной и общей потери устойчивости трубопровода в условиях его нелинейного контактного взаимодействия с грунтом.

Основной инженерной моделью для расчетов участков трубопровода на грунтовые воздействия в настоящее время является балочная модель метода конечных элементов, позволяющая учесть большие перемещения и пластические деформации системы. Механическое взаимодействие трубопровода с окружающим грунтом описывается с помощью нелинейных связей (грунтопружин), которые в зависимости от своей ориентации передают взаимодействие трубы и грунта в трех ортогональных направлениях.

Ключевым моментом при численном анализе является корректный выбор параметров диаграмм взаимодействия трубопровода с грунтом. В данной работе рассмотрены методики расчета параметров диаграмм грунтопружин, принятые в отечественной [1] и зарубежной [2] практике. В табличной и графической форме приведено сопоставление результатов расчета по двум методикам для различных типов грунтов.

Для оценки влияния различий в методиках определения параметров грунтопружин на напряженно-деформированное состояние трубопровода выполнены модельные расчеты участков перехода подземного газопровода через активный тектонический разлом типа «сброс». На основе анализа полученных численных результатов сделаны выводы об особенностях применения моделей [1] и [2] при расчетах подземных трубопроводов на грунтовые воздействия.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер, А. Г. Камерштейн // М.: Недра, 1982. – 343 с.
2. American Lifelines Alliance. Guidelines for the design of buried steel pipes. New York: ASCE, 2001.

**УДК 622.69**

### **ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА НЕ- МЕТАЛЛИЧЕСКИМИ МУФТАМИ**

**Д. С. Пекарчук, М. Н. Назарова**

*ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», Санкт-Петербург, Россия*

В докладе проведен сравнительный анализ современных технологий ремонта линейной части магистрального нефтепровода ремонтными муфтами, применяемых на территории Российской Федерации и на территории других стран-членов Евразийского экономического союза (Республика Казахстан, Республика Беларусь), также предоставлен SWOT-анализ рынка ремонтных муфт нефтяной отрасли Российской Федерации.

Применяемые в настоящее время технологии ремонта магистральных нефтепроводов металлическими муфтами имеют ряд недостатков, а именно:

- большой вес ремонтной конструкции;
- значительный объем земляных работ;
- необходимость выполнения сварочных работ.

В настоящее время существует множество неметаллических ремонтных конструкций (РК) для магистральных нефтепроводов, которые обладают такими достоинствами как легкий вес и удобство монтажа, небольшая длительность установки муфт. В основном это ремонтные муфты из неметаллических композитных материалов типов «Clock Spring», «КСМ», «РСМ» (ремонтно-стеклопластиковая муфта).

В докладе приведены различные существующие способы, материалы и виды неметаллических муфт ремонтных конструкций для устранения дефектов на магистральных нефтепроводах, а также их характеристики.

Результатом работы является определение возможности применения неметаллических РК и способов их установки для выполнения ремонта дефектов на участках магистрального нефтепровода.

**УДК 681.586**

**ВЛИЯНИЕ КОНСТРУКЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ  
ТРУБОПРОВОДА-ОТВОДА ПРИ ОТБОРЕ НЕФТИ  
НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ  
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

**Р. А. Шестаков**

*ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа  
имени И. М. Губкина», Москва, Россия*

Проблема обеспечения промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктопроводов всегда была актуальной. Трубопроводы работают под большим давлением и при нарушении их герметичности происходит значительный по объему выброс продуктов перекачки.

Для России необходимость обеспечения безопасности трубопроводного транспорта нефти носит особенно острый характер. Это связано в первую очередь с большой протяженностью действующих и проектируемых трубопроводов. Кроме того, серьезной проблемой являются не санкционированные врезки в трубопроводы с целью отбора продукта перекачки, приобретающие все более серьезные масштабы.

В связи с вышесказанным возникает необходимость исследования взаимосвязей между параметрами трубопровода-отвода и основными тех-

нологическими параметрами магистрального нефтепровода, что необходимо для определения факта отбора нефти и места присоединения трубопровода-отвода.

В докладе представлен ряд технологических и конструкционных параметров трубопровода-отвода, самого нефтепровода и их влияние на технологический режим, а именно:

- влияние температуры на режим перекачки с учетом сил вязкого трения нефти [1];
- влияние высотных отметок трассы нефтепровода в точке подключения;
- влияние наличия трубопровода-отвода и его конструкционных параметров на режим перекачки [2];
- влияние наличия вставок и других изменений внутреннего диаметра нефтепровода;
- суммарное влияние вставок и трубопроводов-отводов.

Для осуществления расчета по вышеперечисленным параметрам предлагается разработанный автором и также представленный в докладе программный комплекс «Trans Губка», позволяющий в дополнение решать следующие задачи:

- Расчет линии гидравлического уклона по различным задаваемым параметрам;
- Определение распределения слагаемых напора;
- Расчет пропускной способности нефтепровода;
- Расчет максимального расстояния перекачки;
- Расчет и построение линии максимально допустимого напора;
- Определение и расчет самотечных участков нефтепроводов;
- Расчет участков нефтепровода с лупингом;
- Термогидравлический расчет нефтепровода (перекачка высоковязкой нефти);
- Расчет участков нефтепровода с вставкой;
- Расчет участков нефтепровода с отводом;
- Расчет режимов работы насосов (основных и подпорных);
- Гидравлический расчет эксплуатационного участка магистрального нефтепровода;
- Расстановка насосных станций.

Данный программный комплекс используется для проектирования и эксплуатации магистральных нефтепроводов, экспертной оценки технических решений, а также для обучения студентов и слушателей факультета повышения квалификации.

Основным результатом доклада являются представленные трехмерные диаграммы изменения основных технологических параметров режима перекачки нефтепровода в зависимости от конструкционных и технологических параметров трубопровода-отвода.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Поляков, В.А. Изменение характера технологического режима трубопроводного транспорта высоковязкой нефти по длине нефтепровода / В.А. Поляков, Р.А. Шестаков // Труды Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2013. – № 4(273). – С. 79 – 83.

2. Поляков В.А. Влияние ответвления на режим перекачки нефти по трубопроводу / В.А. Поляков, Р.А. Шестаков // Труды Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2014. – № 2(275). – С. 33 – 42.

УДК 621.644

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ FMEA-АНАЛИЗА (FAILURE MODE AND EFFECT ANALYSIS)**

**Э. А. Петровский, М. В. Гагина**

*ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»,  
Институт нефти и газа, Красноярск, Россия*

Магистральные трубопроводы являются связующим звеном районов добычи углеводородов с районами их переработки и потребления и относятся к категории наиболее ответственных инженерно-технических сооружений. Трубопроводная система характеризуется относительной труднодоступностью для прямого обслуживания, обследования и ремонта, потому что на большой протяженности, магистральные трубопроводы и арматура пересекают реки и труднодоступные районы [1]. Ежегодно на нефтепроводах происходит огромное количество отказов, приводящих к авариям.

Основной актуальной проблемой эксплуатации трубопроводных систем является прогнозирование появления и развития дефектов, влекущих за собой техногенные катастрофы.

Для решения этих проблем необходимы принципиально новые подходы, направленные на прогнозирование безопасности и надежности магистральных трубопроводов, а также эффективные методики, снижающие потенциальные риски и негативные последствия отказов. Одним из таких методов является анализ видов и последствий потенциальных отказов – FMEA (Failure Mode and Effect Analysis).



FMEA-анализ – один из инструментов позволяющий количественно оценить коэффициент риска.

Прогнозирование дефектов и отказов, предупреждение их появления, анализ исходов, снижение коэффициента неопределенности риска и регулирование вероятности возникновения дефектов является основной задачей этого метода.

В настоящей работе описано практическое применение методики, разработан технологический маршрут FMEA-анализа для оценки рисков и эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов и трубопроводной арматуры.

На основе применения методики были проведены исследования конструкций магистральных трубопроводов, оценена надежность, выявлены потенциальные дефекты и риски отказов, а также определены возможные причины, которые будут приводить к возникновению несоответствий, неисправности конструкции или сокращения ее срока службы.

В докладе представлены результаты количественной оценки критериев риска: прогнозируемая вероятность появления дефекта, вероятность обнаружения дефекта до появления его последствий, значимость риска.

На основе рассчитанных критериев определен коэффициент комплексного риска. Этот коэффициент показывает наиболее критичные отказы конструкции (уровень риска выше критической границы), по которым следует принимать корректирующие и предупреждающие меры снижающие вероятность и последствия рискованного явления.

По итогам анализа происходит разработка конструктивно-технологических решений, направленных на минимизацию отказов, путем совершенствования конструкции, правил эксплуатации, систем технического обслуживания и ремонта, совершенствования методов контроля качества и введению специальных мер по предупреждению, выявлению и устранению дефектов и т.д.

FMEA-анализ выступает в качестве важного критерия при прогнозировании надежности конструкции магистральных трубопроводов на всех стадиях жизненного цикла (проектирование, монтаж, эксплуатация) и позволяет учесть особенности конструкции при выполнении технологических процессов, связанных с подготовительными, сварочными и изоляционно-укладочными работами.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамян, С.Г. Контроль качества систем трубопроводного транспорта на всех этапах строительства и эксплуатации: учеб. пособие / С.Г. Абрамян, С.Н. Савеня, А.А. Савеня; М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2011.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОГО ЗНАЧЕНИЯ  
КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ГРУНТА  
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

**А. Н. Бахтегареева**

*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия*

При проектировочных расчетах коэффициент теплопроводности грунта определяется на основании геологических изысканий в районе прохождения проектируемой трассы газопровода, в соответствии с ГОСТ 26263-84 [1]. Полученное значение соответствует коэффициенту теплопроводности грунта в естественном, ненарушенном тепловом состоянии.

Анализ теплового воздействия трубопровода на окружающий его грунт показывает, что одним из следствий теплового влияния трубопровода является изменение теплофизических характеристик грунта, вызванное перераспределением влажностно-температурного поля. Меняется коэффициент теплопроводности грунта  $\lambda_{тр}$ , его среднеинтегральное значение в зоне теплового влияния трубопровода, а следовательно, и его расчетное значение  $\lambda_p$ .

Теплофизические характеристики грунта определяют теплообмен газопровода с окружающей средой, так как грунт обладает большой теплоемкостью и тепловой инерцией.

Тепловое воздействие трубопровода выражается в степени подсушки или переувлажнении окружающего его грунта, которое в определенной степени возможно учесть на этапе проектирования. В РД 39-0147103-386-87 [2] приводятся формулы, рекомендованные для определения расчетного значения  $\lambda_p$  в зависимости от интенсивности теплообмена.

Для газопроводов большого диаметра с высокой неравномерностью распределения грунтовой влаги по периметру трубопровода ( $D_y = 1400$  мм) при низкотемпературном нестабильном теплообмене с температурой стенки трубопровода  $\leq (30 \dots 33)^\circ\text{C}$  рекомендации отсутствуют.

Коэффициент теплопроводности грунта  $\lambda_{тр}$  зависит от многих факторов. Известна его зависимость от температуры и влажности грунта. Но учесть влияние степени уплотнения и разуплотнения, миграционных и фильтрационных потоков, колебания грунтовых вод, сезонного промерзания и оттаивания грунтов, ливней, засух и др. практически невозможно.

На основе данных промышленного эксперимента на газопроводе Поляна – Москово ( $D_y = 1400$  мм) были получены значения эффективного коэффициента теплопроводности грунта  $\lambda_{эф}$  вокруг магистрального газопровода на различные моменты времени, которые показали, что грунт в непосредственной близости к стенке газопровода оказался частично обезвоженным, а значение коэффициента теплопроводности пониженным.

Отмечается значительное снижение, до 10...30%, эффективного коэффициента теплопроводности грунта в зоне активного теплового влияния по сравнению с коэффициентом теплопроводности грунта в ненарушенном тепловом состоянии, который равен  $\lambda_e = 1,63$  Вт/(м·°С) (рис.).

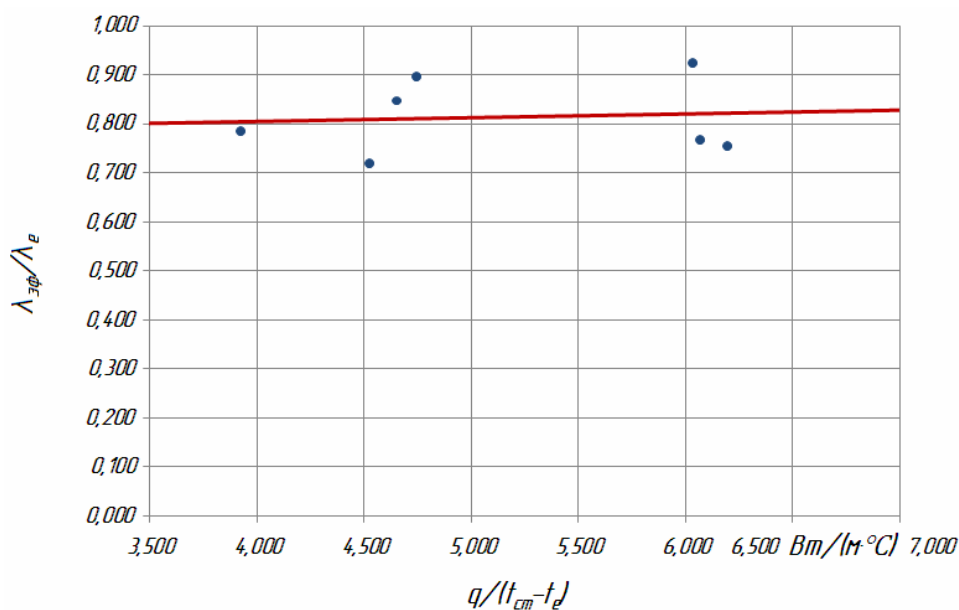


Рис. Эффективный коэффициент теплопроводности грунта в зоне теплового влияния трубопровода

Анализируя данные, представленные на рисунке, можно заметить, что коэффициент теплопроводности грунта под действием низкотемпературного теплообмена с магистральным газопроводом большого диаметра уменьшается по сравнению со значением в естественном состоянии  $\lambda_e$ :

$$\lambda_{эф} \cong 0,8 \cdot \lambda_e. \quad (1)$$

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 26263-84. Грунты. Метод лабораторного определения теплопроводности мерзлых грунтов. – Введ. с 01.07.85. – М. : Стандарт России, 1985. – 12 с.
2. РД 39 - 0147103 - 386 – 87. Выбор расчетных значений коэффициента теплопроводности грунта при проектировании трубопроводов / П.И. Тугунов, Н.А. Гаррис, В.В. Новоселов [и др.]. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987. - 26 с.

## МЕТОДИКА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

**Н. Б. Адилова, К. Н. Тойшыбаев**

*РГП на ПХВ «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет  
имени Жангир хана», Уральск, Казахстан*

В процессе длительной эксплуатации подземных трубопроводов изоляционное покрытие стареет и постепенно теряет свои защитные свойства. При этом защитный ток все больше уходит в грунт, потенциал трубы падает, приближаясь к естественному потенциалу поляризации. Для поддержания потенциала на необходимом уровне требуется увеличивать мощность станций катодной защиты, что, в свою очередь, приводит к усилению неравномерности распределения потенциала вдоль трубопровода; местами происходит катодное отслоение покрытия от поверхности трубы.

Факторы, влияющие на старение изоляционного покрытия, действуют неодинаково вдоль трубопровода. Локальные свойства изоляционного покрытия (адгезия, переходное сопротивление) перестают характеризовать защитные свойства изоляционного покрытия трубопровода в целом или даже в пределах небольших участков длиной 10 м, 100 м, 1 км и т.д. Поэтому теряется ценность локальных измерений, выполненных в рамках шурфовых обследований, поскольку эти результаты не могут служить основой для расчетной оценки качества изоляционного покрытия трубопровода как целого объекта.

Так появляются несколько задач:

- 1) выбрать критерий качества изоляционного покрытия трубопровода при длительной эксплуатации;
- 2) разработать математический аппарат оценки качества изоляционного покрытия;
- 3) выбрать или разработать методы измерений на трубопроводе.

Как известно, современными нормами предусмотрены два уровня защиты от коррозии: пассивная и активная. Роль пассивной защиты выполняет собственно изоляционное покрытие, роль активной защиты – электрический потенциал (электрохимзащита). Исходя из этого, напрашивается следующее требование к изоляционному покрытию: покрытие должно быть таким, чтобы потери тока не помешали установлению заданных потенциалов на всем трубопроводе.

Поскольку защитные потенциалы задаются станциями катодной защиты (СКЗ), весь трубопровод целесообразно разбить на конечные участки, ограниченные смежными СКЗ. Если путем вариации режимов работы системы СКЗ удастся поддерживать необходимые потенциалы на каждом конечном участке трубопровода, то изоляционное покрытие трубопровода можно считать удовлетворительным, несмотря на накопленные дефекты.

Учитывая эти особенности, в качестве критерия качества изоляционного покрытия при дальнейшей эксплуатации следует выбрать интегральное переходное сопротивление на конечном участке трубопровода. Эту величину обозначим  $R_{\text{инт}}$  с единицей измерения Ом. Чем ниже численное значение параметра  $R_{\text{инт}}$ , тем выше потеря защитного тока на этом участке и тем ниже качество изоляционного покрытия.

Для участка трубопровода с идеальным (новым) изоляционным покрытием, где еще нет разброса свойств, взаимосвязь интегрального переходного сопротивления изоляции  $R_{\text{инт}}$  с удельным переходным сопротивлением изоляции  $\rho_{\text{из}}$  выражается формулой

$$R_{\text{инт}} = \frac{\rho_{\text{из}}}{\Delta L \cdot \pi D}, \quad (1)$$

где  $\Delta L$  – длина выбранного конечного участка трубопровода;

$D$  – наружный диаметр трубопровода;

$\rho_{\text{из}}$  – удельное переходное сопротивление изоляционного покрытия – сопротивление единицы поверхности (Ом·м<sup>2</sup>).

Для старых трубопроводов, где локальные значения переходного сопротивления испытывают сильный разброс, пользоваться формулой (1) можно только условно:

$$R_{\text{инт}} = \frac{\tilde{\rho}_{\text{из}}}{\Delta L \cdot \pi D}, \quad (2)$$

где  $\Delta L$  – длина выбранного конечного участка трубопровода;

$D$  – наружный диаметр трубопровода;

$\tilde{\rho}_{\text{из}}$  – среднее по выбранному участку удельное переходное сопротивление изоляционного покрытия (Ом·м<sup>2</sup>).

Параметр  $\tilde{\rho}_{\text{из}}$  нельзя путать со средним значением измеренных случайных значений переходного сопротивления покрытия при шурфовых обследованиях трубопровода. Для нового изоляционного покрытия параметры  $\rho_{\text{из}}$  и  $\tilde{\rho}_{\text{из}}$  совпадают, поскольку отсутствует разброс.

Параметры  $R_{\text{инт}}$  и  $\tilde{\rho}_{\text{из}}$  характеризуют как физическое старение изоляционных материалов, так и наличие дефектов покрытия на выбранном участке трубопровода. Поэтому оценку качества изоляционного покрытия рекомендуется выполнять по значениям параметров  $R_{\text{инт}}$  и  $\tilde{\rho}_{\text{из}}$ . Однако критические значения интегрального переходного сопротивления  $R_{\text{инт}}^*$  и среднего по выбранному участку удельного переходного сопротивления  $\tilde{\rho}_{\text{из}}^*$  не являются постоянными, а зависят от ряда параметров: расстояния между СКЗ, режима работы СКЗ, размеров труб, свойств грунта.

Для решения второй задачи требуется разобраться с законами растекания тока в подземном трубопроводе с неидеальным изоляционным покрытием, которое характеризуется параметрами  $R_{\text{инт}}$  и  $\tilde{\rho}_{\text{из}}$ .

Здесь важно отметить, что полный потенциал  $U_{\text{П}}$  трубопровода («труба-земля») состоит из двух составляющих: естественного поляризованного потенциала  $\varphi_{\text{ест}}$  и активной части потенциала  $\varphi$ , вызванного протекающими токами и омическим сопротивлением трубопровода и изоляционного покрытия. Поэтому для определения значения  $\varphi$  необходимо из измеренного значения  $U_{\text{П}}$  вычесть известное для данной стали значение  $\varphi_{\text{ест}}$ .

$$\varphi = U_{\text{П}} - \varphi_{\text{ест}}. \quad (3)$$

Определение переходного сопротивления изоляционного покрытия строящихся трубопроводов (или после капитального ремонта) описано в соответствующих стандартах и строительных нормах [1 – 3]. Здесь будем рассматривать методы, относящиеся к трубопроводам с изношенным изоляционным покрытием, основанные на вышеприведенном математическом аппарате.

Метод 1. Определение переходного сопротивления участка действующего трубопровода на основе измерения потенциалов.

Для этого необходимо:

- измерить потенциалы на границах выбранного участка  $AB$ ;
- дополнительно измерить потенциал в одной или нескольких промежуточных точках.

Метод 2. Определение переходного сопротивления участка действующего трубопровода на основе измерения токов.

Для этого необходимо:

- измерить токи на границах выбранного участка  $AB$ ;
- дополнительно измерить токи в одной или нескольких промежуточных точках.

Таким образом, подготовлены основы для количественной оценки качества изоляционного покрытия подземных стальных трубопроводов после длительной эксплуатации на основе результатов электрометрических измерений.

Показано, что возрастание случайного разброса локальных характеристик изоляционного покрытия при длительной эксплуатации подземных трубопроводов создает проблему количественной оценки защитных свойств и остаточного ресурса покрытия протяженного участка в целом. Предлагается метод расчетной оценки качества изоляционного покрытия трубопроводов, основанный на интегральном переходном сопротивлении. Получено математическое обеспечение данного метода и приведен ряд примеров, которые показывают его эффективность.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – С. 12 – 14.
2. ГОСТ 9.602-2005. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – С. 7 – 12.
3. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемки работ. Ч. 1. – С. 22 – 31.

**УДК 622.692.4.054**

### **ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СИСТЕМ**

**А. Ф. Уразбахтина, Н. В. Морозова**

*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия*

Одним из важнейших направлений топливно-энергетического комплекса России является разработка и внедрение новых технологий и технических средств, направленных на снижение энергозатрат, снижение потерь углеводородного сырья, сохранение его качества. В этом отношении наиболее эффективным методом сбора и транспорта продукции нефтяных скважин является совместный сбор и транспорт нефти и газа.

Однотрубный сбор и транспорт продукции нефтяных скважин характеризуются высокими технико-экономическими показателями, дают хоро-

шую основу для автоматизации и телемеханизации объектов. Металлоемкость при использовании однострубных систем сбора сокращается примерно на 35 – 40%. Кроме того, использование таких систем позволяет укрупнить и централизовать объекты промыслового сбора и подготовки нефти, предельно сократить потерю газа, головных фракций нефти, а также рационально использовать естественную энергию пласта.

Возможность эффективной реализации технологии совместного сбора и транспорта многофазных смесей требует решения многих задач, наиболее значимой из которых является проведение гидравлического расчета трубопроводов при движении в них газожидкостных смесей.

Вопросами исследования закономерностей движения газожидкостных смесей по трубопроводам в разное время занимались многие исследователи, среди которых С.С. Кутателадзе, П.Б. Баксенделл, А.Н. Крайко, А.К. Дюнин, О. Флениген, А.И. Гужов, В.Ф. Медведев, В.М. Афанасьев, Ю.С. Даниэлян, В.Н. Антипьев, О. Бейкер, Э.Л. Китанин, А.К. Галлямов, Г. Уоллис и др.

На сегодняшний день существует множество методов гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих трехфазные смеси, однако точность этих методов и возможность их применения при проектных и эксплуатационных расчетах изучена недостаточно.

Для оценки точности существующих методов гидравлического расчета трехфазных смесей авторами был проведен сравнительный анализ фактических промышленных данных с рассчитанными по методикам В.Ф. Медведева [1], Г.Г. Корнилова [2], В.А. Мамаева и Г.Э. Одишария [3] и методике [4].

Сравнительный анализ показал, что наименьшую точность имеет методика [4], погрешность расчета по которой составила  $\delta = 87,22...1368,35\%$ . Такую высокую погрешность расчета можно объяснить тем, что данная методика не учитывает характер рельефа трубопровода.

По методике [3] в диапазоне вязкостей ( $\vartheta < 50$  сСт), рекомендуемых в [5], погрешность расчета также высока и составляет  $\delta = 63,52...93,66\%$ .

Методика [1] имеет наименьшую погрешность  $\delta = 18,77...69,10\%$  и может быть рекомендована для гидравлического расчета трубопроводов, перекачивающих газожидкостные смеси вязкостью до 17 сПз с обводненностью до 70% и величиной газового фактора до 80.

Методика [2], приведенная в [5], рекомендована для расчета трубопроводов с характеристиками перекачиваемой жидкости  $50 < \vartheta < 350$  сСт



и расходным газосодержанием  $\beta < 0,9$ . Сравнительный анализ показал, что и для кинематической вязкости  $\vartheta < 50$  сСт данную методику можно использовать с удовлетворительной для расчетов многофазных смесей погрешностью  $\delta = 32,08...95,95\%$  при том же значении расходного газосодержания, следовательно, ее можно рекомендовать во всем диапазоне вязкостей перекачиваемой газожидкостной смеси.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Медведев, В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
2. СТО 03-191-2006. Эксплуатация промысловых трубопроводов ОАО «АНК «Башнефть». – Уфа: Башнефть, 2006.
3. Мамаев, В.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
4. Лутошкин, Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие / Г.С. Лутошкин, И.И. Дунюшкин. – М.: Недра, 1985. – 135 с.
5. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1994.

**УДК 682.476**

### **ОПИСАНИЕ СЕТИ ПРОЦЕССОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**А. Н. Воронин, В. К. Липский**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

На этапе идентификации опасных факторов влияния при проведении оценки риска на объектах магистрального трубопроводного транспорта для наглядности и удобства процедуры предложено записывать модель сети функционирующих процессов на предприятии [1].

Процессы могут описываться различными методами и подходами. По результатам проведенного в [2] рассмотрения языка моделирования процессов для целей менеджмента качества было установлено, что при проведении оценки риска на объектах магистрального трубопроводного транспорта в качестве языка для описания процессов рационально принять язык описания бизнес-процессов IDEF0. Нотация IDEF0 была разра-

ботана на основе методологии структурного анализа и проектирования и успешно применяется в самых различных отраслях, зарекомендовав себя как эффективное средство формализованного описания, проектирования, анализа и улучшения деловых процессов сложных систем.

Одно из основных преимуществ методологии IDEF0 заключается в соответствии подхода требованиям международного стандарта ИСО 9001:2000 к описанию процессов систем менеджмента качества, а соответственно и системы оценки безопасности [3]. Принимая во внимание то, что безопасность является одним из показателей качества, данную методику целесообразно применить и адаптировать к описанию сети процессов в рамках оценки их безопасности. Основной отличительной особенностью предложенного подхода является выделение и описание процессов, в которых происходит зарождение «потерь» безопасности, а также процессов, передающих эти «потери» другим процессам с помощью информационных и материальных связей, и процессов, принимающих «потери» безопасности.

Процессы прямым или косвенным образом влияют на безопасность и возникновение опасных ситуаций. К таким процессам согласно идеологии документов ИСО серии 9000 [4] в рамках деятельности предприятия магистрального трубопроводного транспорта относятся процессы жизненного цикла услуги, которые на безопасность оказывают прямое воздействие. В дополнение к таким процессам необходимо отнести управленческие процессы, процессы обеспечения, процессы измерения, которые при их нештатном функционировании оказывают косвенное влияние на возникновение опасной ситуации посредством принятия некомпетентных решений и распоряжений, неточных измерений, поставок некачественных материалов и т.д. В таком случае на предприятии по цепочке процессов происходит передача неграмотных решений, неверных сведений, недостаточно прочных материалов, что заканчивается возникновением аварийной ситуации в процессах жизненного цикла.

Целью построения функциональной модели процесса является необходимое и достаточное формализованное описание всех подпроцессов, из которых состоит моделируемый процесс, а также характера взаимосвязей между ними. Такая модель способна обеспечить полное представление как о функционировании исследуемого процесса, так и обо всех, имеющих в нем место, потоках информации и материалов.

Описание сети процессов проводилось на примере эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода. Выбор эксплуатации линей-

ной части нефтепровода, как стадии жизненного цикла, был обусловлен тем, что при эксплуатации проявляется максимальное количество опасностей. Трубопровод является линейно-протяженным объектом со случайным пространственным распределением дефектов, которые сложнее обнаружить в отличие от площадочных сооружений.

В то же время языку построения сети процессов IDEF0 не хватает такого элемента, как возможность определения атрибутов объектов, поэтому построенная модель процесса эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода служит информационной основой для дальнейшего анализа и оценки интегрального риска всего процесса.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Воронин, А.Н. Оценка безопасности магистрального трубопроводного транспорта при техническом регулировании / А.Н. Воронин, В.К. Липский, П.С. Серенков // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. Ф, Стр-во. Прикладные науки. – 2008. – № 6. – С. 145–150
2. Серенков, П.С. Методы менеджмента качества. Методология описания сети процессов: моногр. / П.С. Серенков, А.Г. Курьян, В.Л. Соломахо. – Минск: БНТУ, 2006. – 484 с.
3. ТК РБ 4.2-МР-05-2002. Методика и порядок работ по определению, классификации и идентификации процессов. Описание процессов на базе методологии IDEF0. Методические рекомендации. – Минск: БелГИСС, 2002. – 52 с.
4. СТБ ИСО 9001-2001. Системы менеджмента качества. Требования. – Введ. 26.09.2001. – Минск: БелГИСС, 2001. – 23 с.

**УДК 622.692.4**

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПУТЕМ ЗАЩИТЫ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ**

**Ю. И. Дорошенко**

*Ивано-Франковский государственный национальный  
технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Безопасная эксплуатация трубопроводов связана с проблемой повышения их надежности и долговечности и является сложной комплексной задачей, включающей в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Этой проблеме посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, однако в настоящее время она полностью еще не решена и многие вопросы остаются открытыми.

Эксплуатационная надежность нефтепроводов в значительной степени определяется интенсивностью коррозии стенок трубопровода. Но основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией. Коррозия приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и решение этой проблемы является важной задачей.

Поэтому тема работы актуальна и направлена на решение проблемы, связанной с оптимизацией процесса перекачивания нефти и нефтепродуктов в комплексе технологических мероприятий по защите внутренней поверхности трубопровода от коррозии. Проведенный в работе обзор современных методик по совершенствованию способов удаления скоплений жидкости позволил провести обобщение и на основе их разработать математическую модель процессов, обеспечивающих устранение условий возникновения явления канавочной коррозии и методику расчета оптимальных параметров перекачки нефти и нефтепродуктов трубопроводами для устранения условий возникновения процесса канавочной коррозии за счет периодического рассеивания коррозионно-активной водной фазы, движущейся в нижней части.

По результатам анализа методик расчета вынесения скоплений воды из нефтепровода были сделаны следующие выводы:

1. Методики, приведенные в источниках [1] и [2], позволяют определить скорость вынесения при условии полного и одновременного вынесения объемного скопления воды (залпового выноса). Вопрос постепенного размывания малых скоплений в данных источниках не рассматривался. В современных условиях, когда основным вопросом является вынесение малых скоплений воды при незначительных объемах транспортировки нефти, считаем нецелесообразным использование данных методик для расчета режима вынесения воды.

2. На основании анализа экспериментальных данных по вынесению малых скоплений воды из нефтепроводов предлагается математическая зависимость для определения скорости вынесения воды, которая позволяет определять скорость вынесения воды при условии постепенного размывания малых скоплений воды, с учетом вязкости, плотности нефти и угла наклона нефтепровода. Зависимость разработана на основании анализа результатов экспериментальных данных В.К. Касперович [3].

Скачкообразное изменение параметров расслоенного потока (скопления), может привести к его дроблению и вынесению большими образованиями. Однако устойчивая форма скоплений также возможна при наличии таких препятствующих вынесению факторов, как увеличение угла

наклона оси трубопровода на прилегающем участке; инородное тело в полости трубы или гофр выше потоком, трубопроводная арматура или другое специфическое оборудование.

Научная новизна исследования заключается в установлении закономерностей процесса рассеивания пластовой воды в потоке нефтяной смеси и обосновании и формировании зависимостей для расчета оптимальной скорости потока в трубопроводе и определения оптимального угла наклона трубопровода.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. РД 39-30-295-79. Руководство по очистке магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, – 1980 – 44 с.
2. Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – 685 с.
3. Касперович, В.К. Экспериментальные исследования условий удаления воды и воздуха из нефтепродуктопроводов: дис. ... канд. техн. наук / В.К. Касперович. – М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1965.

**УДК 622.691.4.04.14**

### **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ЗАЩИТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ**

**В. А. Пыстин**

*ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», Санкт-Петербург, Россия*

Для выявления подверженности коррозии к настоящему времени разработано и внедрено значительное количество методов оценки и мониторинга состояния линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ), в том числе и дистанционных методов мониторинга [1].

Основное отличие КМ состоит в том, что он направлен на выявление причин коррозии и выбор способов борьбы соразмерных опасности и видам коррозионных поражений. Главная цель КМ МТ в обобщенном виде может быть сформулирована как предупреждение зарождения и ограничение развития различного рода коррозионных повреждений при проектировании, строительстве (ремонте) и в процессе длительной эксплуатации магистральных трубопроводов.

В соответствии с [2] основными контролируемыми параметрами при выполнении мониторинга систем электрохимической защиты магистральных трубопроводов являются:

- поляризационный потенциал;
- активное сопротивление индикатора коррозии;
- выходное напряжение преобразователей УКЗ;
- выходной ток преобразователей;
- ток катодной защиты по каждой нитке трубопровода;
- температура.



Рис. 1. Индикатор коррозионных процессов ИКП

Согласно [3] для определения скорости коррозии на газопроводах ОАО «Газпром» используются индикаторы коррозионных процессов ИКП (рис. 1).

Датчик состоит из изолированных друг от друга стальных пластин одинаковой толщины, расположенных параллельно и собранных в пакет. Промежутки между пластинами заполнены диэлектрическим капиллярно-пористым материалом. Пакет пластин заключен в диэлектрический корпус, стойкий к коррозионному воздействию и обеспечивающий герметичность и механическую прочность индикатора. Каждая из пластин соединена с проводником, подключенным к отдельному контакту разъемного соединения, предназначенного для соединения с анализатором ИКП при обследованиях или с трубопроводом. Для регистрации показаний скорости ИКП через устройство сопряжения ИКП (рис. 2, а) подключается к анализатору индикаторов коррозионных процессов (рис. 2, б).



а



б

Рис. 2. Элементы индикатора коррозионных процессов:  
а – устройство сопряжения ИКП с системой телеметрии;  
б – анализатор индикаторов коррозионных процессов

Анализатор ИКП является портативными микропроцессорными устройством и предназначен для оперативного обслуживания Индикаторов коррозионных процессов ИКП. Анализатор сохраняет и передает данные из памяти анализатора о состоянии индикаторов на компьютер. Соединение всех датчиков осуществляется согласно схеме (рис. 3).

Рис. 3. Схема подключения ИКП к трубопроводу:

- 1 – индикатор коррозионных процессов ИКП;
- 2 – разъем индикатора;
- 3 – устройство сопряжения ИКП с системой телеметрии;
- 4 – выводы для подключения системы телеметрии;
- 5 – клемма для подключения к трубопроводу;
- 6 – трубопровод;
- 7 – проводник (полоса) от трубопровода;
- 8 – контрольно-измерительный пункт

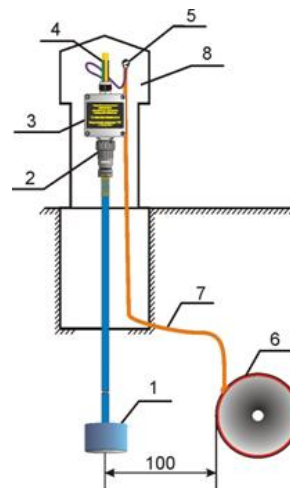


Рис. 3

В настоящее время на рынке оборудования для коррозионного мониторинга представлено достаточно большое разнообразие датчиков скорости коррозии (рис. 4). Но тем не менее принцип работы большинства основан на потере массы чувствительных элементов датчика.



Рис. 4. Датчики скорости коррозии:

- а* – индикатор скорости коррозии ДК-1Ц;
- б* – индикатор коррозионных процессов ИКП;
- в* – блок пластин-индикаторов БПИ-2;
- г* – датчик скорости коррозии ДСК-1

Многолетний опыт эксплуатации газопроводов подтвердил, что специфика коррозии современных магистральных газопроводов требует отка-

за от традиционных способов защиты и поиска нового подхода к решению задачи прогноза коррозии и выработки комплекса мер борьбы с коррозией, адекватных особенностям и характеру ее проявления.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Колосова, А.Л. Разработка методики оценки скорости коррозии магистральных газопроводов / А.Л. Колосова // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 111–115.
2. СТО Газпром 9.4-023-2013 [Текст]: Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных.
3. Реестр оборудования и материалов электрохимической защиты, разрешенного к применению в ОАО «Газпром».

**УДК 622.691**

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**А. В. Иванов**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

В условиях интенсивного развития рынков газа исключительно актуальной является проблема обеспечения надежности и эффективности работы газотранспортной системы, что достигается постоянным поддержанием объектов в надлежащем функциональном состоянии.

Надежность работы основного оборудования компрессорной станции (КС) является комплексным свойством и содержит в себе безотказность, долговечность и ремонтпригодность [1]. Под эксплуатационной надежностью понимается ее способность сохранять работоспособность при использовании в течение определенного промежутка времени.

Наиболее эффективным и перспективным путем повышения надежности работы магистрального газопровода является совершенствование системы обслуживания компрессорных станций [2]. Для создания оптимальной системы обслуживания системы газопроводов и эффективного прогнозирования надежности работы компрессорных станций нужно рассматривать компрессорную станцию как элемент массового обслуживания. Для этого необходимо получить общее для всех стратегий обслуживания



и систем обеспечения запчастями выражение функции надежности компрессорной станции, т.е. зависимости вероятности ее безотказной работы от времени и величины удельных затрат, необходимых для обслуживания компрессорных станций.

Получено, что система обслуживания газопроводов является системой массового обслуживания, естественно связана с системой обеспечения запасными узлами и деталями, основным элементом которой является компрессорная станция со следующими потоками отказов и восстановлений:

$$\lambda = \frac{1}{t} \cdot \sum_{m=1}^M m \cdot [R^{m+1}(t) - R^m(t)]; \quad (1)$$

$$\mu = \frac{M - \bar{n}_g}{t}, \quad (2)$$

где  $M$  – количество резервных агрегатов на КС;

$\bar{n}_g$  – среднее число отказов за единицу времени;

$R^m(t)$  – функция надежности компрессорной станции, если  $m$  агрегатов использовано из резерва до момента времени  $t$ .

Однако не всегда вполне известные функции распределения времени безотказной работы, функции распределения времени восстановления и функции распределения времени самостоятельного проявления отказов газоперекачивающих агрегатов. При отсутствии статистики, необходимой для анализа какой-либо характеристики, считается, что никаких ограничений на эту функцию распределения нет, за исключением того, что она принадлежит к классу функций распределения положительных случайных величин. Для решения задачи в указанных условиях используется принцип максимина или минимакса [3].

Оптимизируя систему обслуживания по критерию минимума удельных затрат, который рассчитывается для каждого элемента компрессорной станции, получаем оптимальные стратегии обслуживания и систему обеспечения запасными узлами и деталями.

В результате расчетов получим оптимальные стратегии обслуживания и систему обеспечения запасными узлами и деталями, по которым в дальнейшем рассчитывается прогноз функции надежности компрессорной станции.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Обслуживание и ремонт газопроводов: моногр. / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, В.Б. Мыхалкив, В.В. Костив. – Ивано-Франковск: Лилея-НВ, 2009. – 711 с.

2. Иванов, А.В. Оптимизация системы обслуживания компрессорных станций магистральных газопроводов / А.В. Иванов, Д.Ф. Тымкив // Нефтегазовая энергетика. – 2012. – № 2(18). – С. 140 – 147.

3. Иванов, А.В. Режим обслуживания технологического оборудования магистральных газопроводов при ограниченной информации о надежности узлов и агрегатов / А.В. Иванов // Материалы IX Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. «Трубопроводный транспорт – 2013». – Уфа: Уфим. гос. техн. ун-т, 2013. – С. 71 – 72.

**УДК 622.692.4**

## **ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ОСТАНОВОК НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ НАДЕЖНОСТЬ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**М. Д. Середюк, С. Я. Григорский**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Эксплуатация магистральных нефтепроводов предусматривает запуски и остановки как отдельных насосных агрегатов, так и нефтеперекачивающих станций (НПС) в целом. Кроме плановых остановок, вызванных изменениями режима перекачки нефти, имеют место нештатные остановки, вызванные срабатыванием систем технологической защиты трубопровода. Остановки и запуски насосных агрегатов вызывают переходные процессы, характеризующиеся изменениями давления и расхода нефти. Амплитуда волны изменения давления составляет 1 – 3 МПа в зависимости от количества остановленных насосов, их характеристик и режима перекачки. При этом давление на входе и выходе НПС, а также по трассе нефтепровода может превысить максимально допустимое значение, что вызовет аварийную ситуацию. Вот почему исследование влияния остановок и запусков насосных агрегатов на режим эксплуатации магистральных нефтепроводом имеет важное теоретическое и практическое значение.

Путем обработки данных промышленных экспериментов, проведенных на отечественном магистральном нефтепроводе, нами установлены закономерности изменения давления при переходных процессах, вызванных изменением количества работающих насосных агрегатов.

Определена фактическая величина скачкообразного повышения давления на входе НПС. Ее величина на 3 – 23% меньше теоретически ожидаемого значения половины давления, создаваемого остановленными насосами в момент их отключения [1].

Для нефтепровода, на котором проводились измерения, предложены аналитические зависимости для расчета коэффициента затухания волны повышенного давления в виде функции количества остановленных насосных агрегатов, расхода нефти и числа Рейнольдса в нефтепроводе до начала переходного процесса. Путем обработки данных промышленных экспериментов предложены расчетные формулы, позволяющие достоверно прогнозировать динамику повышения давления нефти в произвольной точке нефтепровода на первом и заключительном этапах переходного процесса, вызванного остановкой на НПС одного и двух насосных агрегатов.

По результатам промышленных экспериментов установлена динамика изменения во времени скорости повышения давления на входе и выходе НПС на разных этапах переходного процесса при остановке одного и двух последовательно работающих насосных агрегатов. Установлено, что изменение во времени скорости скачкообразного повышения давления на каждом этапе переходного процесса можно достоверно описать экспоненциальной функцией.

Проведены также теоретические исследования закономерностей изменения давления в магистральном нефтепроводе при переходных процессах, вызванных остановками насосных агрегатов. Выполнено математическое моделирование неустановившихся гидродинамических процессов в нефтепроводе с помощью компьютерных технологий с использованием программного комплекса OLGA7 [2].

Предложены аналитические зависимости для коэффициента затухания волны давления в нефтепроводе для случаев остановки одного, двух и трех последовательно работающих на НПС насосов в виде функции расхода, режима движения и кинематической вязкости нефти в широком диапазоне их изменения.

Определена теоретическая величина скачкообразного повышения давления на выходе предыдущей НПС в случае остановки насосов на следующей (по направлению движения нефти) НПС нефтепровода.

Проведена апробация полученных аналитических зависимостей путем прогнозирования параметров переходных процессов, вызванных остановкой насосных агрегатов на ряде промежуточных НПС магистрального нефте-

провода. По результатам исследований разработаны конкретные рекомендации по уменьшения негативного влияния переходных процессов на эксплуатационную надежность действующего магистрального нефтепровода.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Григорський, С.Я. Результати експериментальних досліджень закономірностей гідродинамічних процесів у нафтопроводі за зміни кількості працюючих насосних агрегатів / С.Я. Григорський, М.Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 173–182.

2. Григорський, С.Я. Дослідження впливу зупинок насосних агрегатів на режим роботи магістрального нафтопроводу / С.Я. Григорський, М.Д. Середюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2014. – №1 (36). – С. 92–102.

**УДК 622.692.4**

### **ОПТИМАЛЬНАЯ ПЕРИОДИЧНОСТЬ ПРОПУСКА ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ НЕФТЕПРОВОДАМ**

**И. В. Якимив**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Большинство нефтей, транспортируемых по магистральным трубопроводам, имеют в своем составе парафин. Парафин и другие отложения в процессе эксплуатации нефтепроводов накапливаются в его полости, вследствие чего уменьшается внутренний эквивалентный диаметр трубопроводов. Это приводит к снижению пропускной способности магистральных нефтепроводов. Интенсивность парафинизации трубопроводов зависит от физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки [1].

Надежная эксплуатация магистральных нефтепроводов, при которой обеспечивается пропускная способность, возможна только при проведении периодической очистки их внутренней полости.

При перекачке нефти по трубопроводам, в которых имеются отложения, увеличиваются затраты электроэнергии на перекачку. Своевременная очистка полости трубопроводов позволяет свести до минимума затраты, обусловленные парафинизацией трубопровода. Периодичность очистки

трубопровода в течение рассматриваемого периода определяется интенсивностью отложений парафина.

Большое практическое значение имеет решение вопроса оптимальной периодичности пропуска очистных устройств. В качестве критерия оптимальности предлагается минимум затрат на очистку при условии выполнения планового объема перекачки нефти.

Выражение для определения затрат на очистку получено с учетом скорости изменения внутреннего эквивалентного диаметра трубопровода, потерь напора на трение, выраженных формулой Лейбензона, уравнения затрат мощности привода насосных агрегатов, уравнения дополнительных затрат на электроэнергию, уравнения затрат на очистку полости нефтепровода.

Полученная зависимость решается графоаналитическим методом, с использованием компьютерных технологий.

Методика расчета апробирована для участка нефтепровода внутренним диаметром 702 мм, длиной 394,4 км, по которому перекачивается нефть плотностью  $866,4 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью 21,49 сСт с производительностью  $2341 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Расчеты показывают, что для рассмотренного участка нефтепровода пропуск очистного устройства необходимо проводить через каждые десять суток.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Фролов, Ю.А. Очистка полости действующих магистральных трубопроводов / Ю.А. Фролов, В.Ф. Новоселов. – Уфа: Уфим. нефт. ин-т, 1989. – 92 с.

### III. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 534.832.524:621.671

#### ПРИМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ БАЛАНСИРОВКИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПУЛЬСАЦИЙ ДАВЛЕНИЯ В НАПОРНОЙ МАГИСТРАЛИ

В. Е. Питолин

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Предлагаемый способ разработан автором совместно с представителями Московского насосного завода им. Калинина для снижения уровня пульсаций давления в напорной магистрали центробежных насосов (ЦН) [1], который успешно применялся при сдаче продукции на Северном машиностроительном предприятии (г. Северодвинск) и может найти применение для повышения надежности насосных систем.

При существенном смещении геометрического центра рабочего колеса ЦН относительно оси вращения, вызванном погрешностями изготовления, на режимах, отличающихся от расчетного (для которого спроектирован спиральный отвод ЦН) могут возникать большие уровни пульсаций давления на оборотной частоте (рис.).

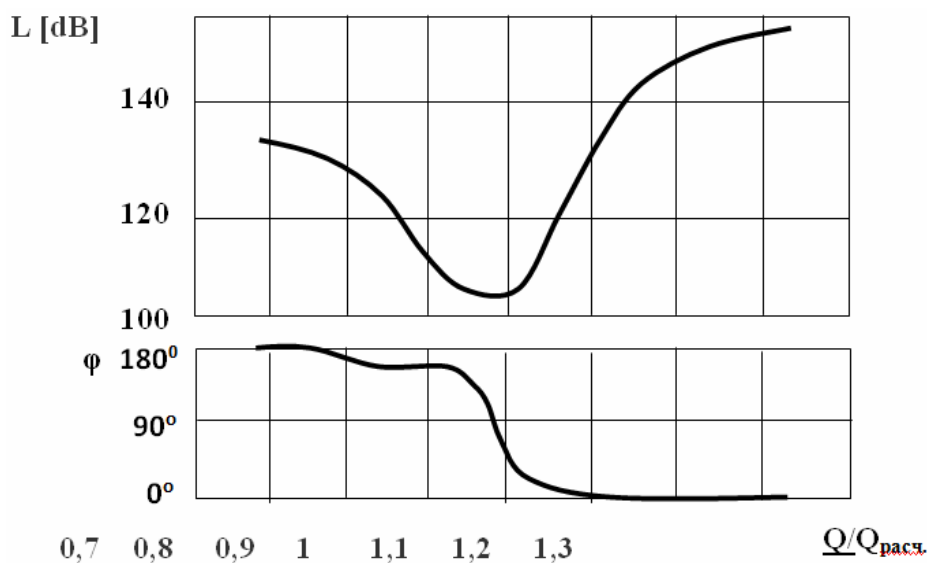


Рис. График изменения амплитуд  $L$  и фаз  $\varphi$  звука на оборотной частоте в напорном трубопроводе ЦН на различных подачах

Наличие такого неустранимого дефекта проверяется путем измерения дискретной составляющей спектра вибрации корпуса насоса в плоскости рабочего колеса на оборотной частоте (25 или 50 Гц) при изменении подачи насоса и характеризуется наличием минимума вибрации на расчетной подаче, а также существенного изменения фазы вибрации вплоть до полной инверсии.

Для устранения таких пульсаций давления необходимо на вал ЦН (на свободную часть, непосредственно перед сальником) установить съемное балансирующее устройство, а между напорным патрубком насоса и магистральным трубопроводом установить резинометаллический патрубок (ПРМК) специальной конструкции.

Настройка излучателя звука (в качестве которого выступает ПРМК) в противофазе к основному сигналу выполняется известным методом динамической балансировки по уровню пульсаций давления в напорном трубопроводе.

Процесс образования звука и вибрации корпуса ЦН на лопастной частоте (а излучение звука на оборотной частоте при смещении геометрического центра рабочего колеса относительно оси вращения следует рассматривать как частный случай – огибающую колебательного процесса на лопастной частоте) подробно изложен в работе автора [2].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Описание изобретения «Устройство для снижения пульсаций давления в нагнетательном трубопроводе насоса»: а. с. № 1370322 /1 / В.Е. Питолин, В.С. Пашин, М.В. Чернов // Бюллетень «Открытия и изобретения». – 1988. – № 4. – 137 с.
2. Питолин, В.Е. Теоретическое исследование сил гидродинамического происхождения, вызывающих вибрацию центробежных насосов / В.Е. Питолин // Вестн. Полт. гос. ун-та. Сер. Ф, Стр-во. Прикладные науки. – 2012. – № 16. – С. 85–92.

УДК: 622.691.4

### **ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙНЫХ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**И. А. Леонович, А. М. Ревазов**

*ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа  
имени И.М. Губкина», Москва, Россия*

Для успешного решения проблемы предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций (ЧС) на компрессорных станциях магистральных газопроводов (МГ) невозможно без единой методологии, основанной

на объективном анализе аварий, инцидентов, чрезвычайных ситуаций и катастроф [1, 2].

Общим недостатком существующего на данный момент нормативно-технического обеспечения безопасности компрессорных станций МГ является подход, при котором обеспечение безопасности реализации проектов объектов трубопроводного транспорта рассматривается только на стадии эксплуатации, исходя из конечного состояния системы. В соответствии с данным подходом считается, что безопасность опасного производственного объекта в стадии эксплуатации обеспечена, если соблюдаются все требования нормативно-технических документов и требований. В тоже время набирающие популярность «риск»-ориентированные подходы к обеспечению безопасности указывают на постоянно существующую возможность реализации аварийной и чрезвычайной ситуаций, вероятность которых выражена и определена в «карте» риска, которая может быть составлена для любого промышленного объекта, в том числе и для КС.

Таким образом, основой в системе предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций является разработка комплекса мероприятий по обеспечению безопасной реализации проекта и минимизации влияния негативных последствий наступления опасных событий.

Предупреждение ЧС и реагирование на отрицательные последствия их возникновения производится в трех направлениях:

- устранение угрожающего события;
- уменьшение ожидаемых потерь;
- принятие последствий.

В процессе оценки рисков возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций необходимо определить перечень событий, требующих внимания и оперативного реагирования, и перечень событий, на которые можно не обращать особого внимания. При этом обязательно должны быть указаны четкие критерии принятия такого решения. На основе составленного перечня определяются методы и средства оперативного реагирования на последствия рискованных событий возникновения ЧС.

План оперативного реагирования при возникновении аварийных или чрезвычайных ситуаций должен содержать:

- Распределение ответственностей по управлению различными видами рисков в процессе реализации проекта КС;
- Мероприятия по адаптации при необходимости первоначальных оценок рисков чрезвычайных ситуаций и, соответственно, управленческих, организационных и технологических решений;



• Мероприятия по реализации оперативного плана действий в чрезвычайных ситуациях.

Каждый из этих блоков представляет собой самостоятельную задачу, решение которых совместно обеспечивает функционирование системы предупреждения чрезвычайных ситуаций и обеспечения безопасности реализации проектов КС МГ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ревазов, А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрально газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий / А.М. Ревазов // Упр. качеством в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С. 68–72.

2. Ревазов, А.М. Анализ аварийности на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.М. Ревазов, И.А. Леонович // Труды Рос. гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2014. – № 2. – С. 26–33.

**УДК 629.039.58**

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗДАНИЙ НАСОСНЫХ И КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Г. Х. Самигуллин*

*ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», Санкт-Петербург, Россия*

Нефтегазовая отрасль является одной базовых отраслей, обеспечивающих промышленный и экономический потенциал России. К настоящему времени значительная часть основных фондов нефтегазовых предприятий уже выработала свой ресурс и продолжает эксплуатироваться в чрезвычайно сложных условиях.

Данная ситуация актуальна, в том числе и для зданий насосных и компрессорных станций магистральных трубопроводов. Обеспечение безопасности длительно эксплуатируемых производственных зданий и сооружений на опасных производственных объектах обеспечивается проведением экспертизы промышленной безопасности в соответствии с требованиями Закона РФ «О промышленной безопасности» [1].

К настоящему времени в нефтегазовой отрасли сложилась определенная практика в области оценки технического состояния и срока дальнейшей безопасной эксплуатации зданий и сооружений (рис.).



Рис. Алгоритм оценки технического состояния и срока безопасной эксплуатации зданий насосных и компрессорных станций

Одним из основополагающих моментов является необходимость унификации алгоритмов и процедур в части диагностирования и оценки остаточного ресурса. В частности, расчет срока безопасной эксплуатации зданий проводится экспертами разными методами (табл.) [2].

Таблица

Методики оценки остаточного ресурса зданий и сооружений

Логико-вероятностные модели	Детерминированные модели
- по срокам эксплуатации объектов-аналогов	- по деградации несущей способности
- по изменению вероятности отказа объекта	- по степени физического износа
- по изменению уровня промышленного риска или риска аварии	- по изменению параметров технического состояния
- по изменению надежности конструкции	- по нормативам сроков эксплуатации до капитального ремонта
- по вероятностному распознаванию категорий технического состояния элементов	- определение коэффициента запаса по видам предельных состояний

Кроме того, имеется насущная необходимость разработки интегральной системы классификации зданий, позволяющей однозначно идентифицировать объект экспертизы, обоснования типовых схем выполнения диагностических работ, совершенствования существующих и внедрения прогрессивных методов неразрушающего контроля при обследовании элементов зданий.

Реализация приведенных выше положений позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию зданий и сооружений, эксплуатируемых на магистральных трубопроводах.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный Закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (ред. от 02.07.2013).
2. Самигуллин, Г.Х. Определение остаточного ресурса производственных зданий и сооружений нефтеперерабатывающих предприятий / Г.Х. Самигуллин, М.М. Султанов // Электрон. науч. журн. «Нефтегазовое дело» [Электронный ресурс]. – 2010. – № 2. – Режим доступа: URL:[http://ogbus.ru/authors/Samigullin/Samigullin\\_3.pdf](http://ogbus.ru/authors/Samigullin/Samigullin_3.pdf).

**УДК 656.56**

### **ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА**

**И. С. Артемьев, Д. А. Годовский**

*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия*

Развитие энергосберегающих технологий транспорта газа в настоящее время является одной из важных задач в нефтегазовом секторе экономики РФ. Среди основных направлений энергосбережения в системе газоснабжения России можно выделить экономию ресурсов газа для его использования на собственные нужды станции или для подачи потребителям.

Так как основным потребителем энергоресурсов при транспорте газа являются компрессорные станции (КС), снижение энергетических затрат осуществляется главным образом за счет повышения эффективности их работы. В связи с этим возникает необходимость в проведении анализа расхода природного газа на КС как энергетического и материального ресурса.

Одно из наиболее перспективных направлений энергосбережения при транспорте газа – применение вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). Известно, что суммарные потери теплоты от сгорания топливного газа на компрессорных станциях магистральных трубопроводов составляют в среднем 75%. Расчеты показывают, что порядка 30% располагаемого объема ВЭР можно утилизировать без значительных капиталовложений.

Основные направления развития энергосберегающих технологий транспорта природного газа с применением ВЭР связаны:

- с использованием парогазовых технологий на КС, что позволяет вырабатывать дополнительную механическую и электрическую энергию, и довести коэффициент использования теплоты до 80%. Особенно перспективным представляется применение парогазовых установок (ПГУ) для выработки электроэнергии. Однако большой срок окупаемости парогазовых технологий тормозит внедрение ПГУ на КС в России и за рубежом.

- с использованием на КС утилизационных теплообменников, что позволяет довести коэффициент использования теплоты до 78%. Причем быстро окупаемой является утилизация теплоты отходящих газов для собственных нужд компрессорных станций (отопление и горячее водоснабжение) и внешним потребителям. Установленные в системе ОАО «Газпром» котлы-утилизаторы позволяют подогревать воду до 70 – 150°C за счет охлаждения отходящих продуктов сгорания. Кроме отопления и горячего водоснабжения теплоту отходящих газов можно использовать для замены огневых подогревателей топливного газа. При этом подогрев топливного газа проводится в теплообменниках, срок окупаемости которых составляет от 3 до 9 мес. Теплоту горячей воды, отбираемой из котлов-утилизаторов в водогазовом теплообменном аппарате, можно использовать для нагрева топливного и пускового газа, что приводит к экономии технологического газа и улучшает экологическую обстановку на КС.

- с использованием специально разрабатываемых энергосберегающих турбодетандерных агрегатов, что позволяет преобразовать энергию избыточного давления природного газа, подводимого по газопроводам к газораспределительным станциям (ГРС) и газораспределительным пунктам (ГРП) промышленных потребителей газа, в электроэнергию.

Работы по утилизации теплоты ВЭР ведутся в разных направлениях с использованием разнообразных комплексных схем, однако сдерживаются рядом причин, в том числе:

- отсутствием крупных потребителей теплоты в месте расположения КС;
- ограниченностью по ассортименту и качеству теплоутилизационного оборудования.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА ГТД С ПОМОЩЬЮ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО УРАВНЕНИЯ ХОЛЩЕВНИКОВА

А.А. Арнст, Н. А. Гаррис

ФБГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия

При работе газотурбинного двигателя (ГТД) в условиях конвертирования на компрессорных станциях магистральных газопроводов вопрос о выборе и согласовании основных параметров компрессора и турбины ГТД является узловым на начальном этапе их проектировочного расчета. В основе согласования параметров компрессора и турбины на расчетном режиме лежат следующие три уравнения:

Уравнение расхода

$$G_T = G_B \cdot v, \quad (1)$$

где  $G_T$  – расход газа на выходе из турбины;

$G_B$  – расход воздуха на входе в компрессор;

$v$  – коэффициент, учитывающий массу впрыскиваемого топлива и расход воздуха на охлаждение и утечку.

Уравнение баланса мощностей турбины и компрессора

$$N_T \cdot \eta_m = N_K, \quad (2)$$

где  $N_T$  – внутренняя мощность турбины;

$N_K$  – мощность, потребляемая компрессором;

$\eta_m$  – механический КПД, учитывающий затраты мощности на трение в подшипниках ротора турбокомпрессора и на привод агрегатов.

Уравнение частот вращения

$$n_K = n_T = n, \quad (3)$$

где  $n_K, n_T$  – частота вращения компрессора и турбины.

Различные методы согласования базируются на использовании комплексных параметров, полученных на основе представленных выше уравнений и связывающих основные параметры компрессора и турбины. Так для ротора турбокомпрессора профессором К.В. Холщевниковым получен

удобный в практическом использовании комплекс в виде  $\frac{U_K^2 \bar{G}_K}{\sigma_p \cdot q(\lambda_T)}$ , зависящий в основном от степени повышения давления в компрессоре и подогрева воздуха в двигателе:

$$\frac{T_G^*}{T_B^*}, \frac{U_K^2 \bar{G}_K}{\sigma_p \cdot q(\lambda_T)} = \Pi = f\left(\pi_K^*; \frac{T_B^*}{T_G^*}\right),$$

где  $U_K$  – окружная скорость на периферии рабочих лопаток первой ступени компрессора, м/с;

$\sigma_p$  – напряжение в корневом сечении рабочей лопатки последней ступени турбины;

$\bar{G}_K$  – коэффициент производительности компрессора;

$\lambda_T$  – приведенная скорость за последней ступенью турбины.

В развернутом виде параметр  $\Pi$  имеет вид

$$\Pi = \frac{U_K^2 \bar{G}_K}{\sigma_p \cdot q(\lambda_T)} = \frac{\sin \alpha_T \cdot \delta_G \cdot \pi_K^* \sqrt{\frac{T_B^*}{T_G^*}} \left(1 - a \frac{T_B^*}{T_G^*} \cdot \frac{\pi_K^{*\frac{K-1}{K}} - 1}{\eta_K^* \eta_T^*}\right)^{\frac{K_G}{K_G-1}}}{\frac{S_B}{S_G} K_G \cdot \frac{\rho_L}{2} v \cdot \Phi \sqrt{1 - a \frac{T_B^*}{T_G^*} \cdot \frac{\pi_K^{*\frac{K-1}{K}} - 1}{\eta_K^*}}}, \quad (4)$$

где  $\alpha_T$  – угол потока на выходе из последней ступени турбины;

$\delta_G$  – коэффициент сохранения полного давления в камере сгорания;

$\rho_L$  – плотность материала лопатки турбины;

$\Phi$  – коэффициент формы лопатки турбины, учитывающий степень утончения ее от корня к периферии;

$K_G$  – коэффициент, учитывающий неравномерность поля скоростей по высоте лопатки;

$$S_B(K, R) = 0,0404; \quad S_G(K_G, R_G) = 0,0396; \quad a = \frac{\frac{K}{K-1} R}{v \cdot \frac{K_G}{K_G-1} R_G \cdot \eta_m} \quad (5)$$

Параметр  $\Pi$  связывает основные конструктивные и газодинамические параметры компрессора ( $U_K, \bar{G}_K$ ) и турбины [ $\sigma_p, q(\lambda_T)$ ] с парамет-

рами двигателя ( $\pi_K^*$ ,  $T_G^*$ ) и условиями на входе в двигатель ( $T_B^*$ ). Такая связь дает возможность при изменении того или иного параметра учитывать изменения остальных и согласовывать их между собой.

Проводя исследования с помощью комплекса влияние температуры атмосферного воздуха, нами использовались допущения по принципу квазистационарности. Так как при изменении режима работы ГД в данном комплексе изменяется достаточно большое количество параметров двигателя, то большинство из них имеют фиксированное значение. Так как в нашем случае рассматривается газотурбинная установка наземного применения, то параметры зависящие от атмосферного давления оставались постоянными. Результатами расчетов выявлено отклонение на 1-2° угла выхода  $\alpha_T$  с лопаток турбинного колеса от рекомендуемых при проектировании 84...90°, что может значительно увеличить нагрузку и быть одной из причин поломки пера лопатки при длительных переменных нагрузках.

УДК 622. 692. 23 (211)

## ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОВЫХ РАСЧЕТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ НА ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

**З. Р. Кутлыева, Э. А. Закирова, Н. А. Гаррис**  
*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия*

При эксплуатации резервуаров на вечномёрзлых грунтах происходит протаивание и осадка грунтового основания, а также деформация фундамента. Данная проблема особенно актуальна для резервуаров, в которых хранятся нефтепродукты с положительной температурой. Наиболее результативным методом, обеспечивающим стабильность грунтового основания, является регулирование температурного режима грунтов с помощью термостабилизации (рис.).

При эксплуатации резервуаров на свайных основаниях не учитывают нестационарность термодинамических процессов, происходящих в вечномёрзлых грунтах, причина которой состоит в различии притоков тепла к краевой области основания резервуара и центральной. Из-за неравномерности теплообмена по периметру в теплый период, темпы оттаивания свай неравномерны по площади. В ряде случаев боковые сваи оттаивают

сильнее, чем центральные, что ведет к увеличению осадки резервуара по периферии основания. Поэтому при переходе на зимний период промерзание боковых свай будет больше, чем центральных, из-за высокого перепада температур. При эксплуатации резервуаров на слабопрочных грунтах при повторном промерзании оттаявшего грунта возможно пучение. Неравномерная осадка резервуара и пучинистость грунта вызывают несимметричную деформацию, что может явиться причиной напряженно-деформированного состояния резервуара и привести к потере его устойчивости.



Рис. Применение сезонно-охлаждающих устройств на примере РВС-5000

При подборе сезонно-охлаждающих устройств необходимо рассматривать неравномерность конвективного теплообмена грунта с окружающей средой, что следует учитывать в тепловых расчетах.

Основные технические решения по способу устройства оснований резервуаров в условиях Крайнего Севера сводятся к применению свайных и бессвайных оснований. Недостатками свайного основания являются высокая трудоемкость, дороговизна конструкции, предрасположенность свай к грунтовой коррозии для засоленных грунтов – все это приводит к низкой экономической эффективности фундамента.

Для участков залегания, опирающихся на кровлю вечномерзлых грунтов, наиболее рациональным и экономически выгодным решением является применение фундаментов мелкого заложения совместно с термостабилизацией оснований. Данный способ оказывает более благоприятное воздействие на слабые породы, чем глубокое прорезание их толщи сваями, а также способствует уменьшению техногенного воздействия на грунт основания, которое ведет к теплофизическим изменениям грунтов. На прак-



Р010tskSU

тике строительство фундаментов мелкого заложения не производится из-за трудностей с обеспечением необходимых прочностных и деформационных характеристик основания, сложности производства земляных работ. В ряде случаев бессвайные основания являются альтернативным решением при эксплуатации резервуаров в условиях распространения вечной мерзлоты.

Применяя свайные и бессвайные способы устройства оснований резервуаров, эксплуатируемых на вечномерзлых грунтах, необходимо рассматривать нестационарность термодинамических процессов в основании резервуара, что следует учитывать в тепловых расчетах [1].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СП 25.13330.2011. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88.

УДК 656.56

### СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ВИБРАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

**А. Р. Людвиницкая<sup>1</sup>, А. И. Аюпов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия;

<sup>2</sup>Арланское НУ, ОАО «Уралсибнефтепровод», п. Кутерем, Россия

При эксплуатации насосного оборудования нефтеперекачивающих станций все больше внимания уделяется мероприятиям по поддержанию надежности и эффективности эксплуатируемого оборудования, а также минимизации негативного влияния факторов различного происхождения. Одним из наиболее существенных факторов влияющих на срок службы оборудования является повышенная вибрация насосного агрегата. Например, по результатам анализа отказов насосного оборудования по ОАО «Уралсибнефтепровод» за 2013 г. более 30% остановок произошли по причине повышенной вибрации. На рисунке представлены причины повышенной вибрации насосного оборудования.

Наиболее частой причиной остановки оборудования является износ подшипника качения, засорение фильтров, разрушение уплотнений и повышение температуры подшипника.

Наибольшая вибрация возникает при эксплуатации оборудования в неоптимальных режимах. В связи с сокращением и перераспределением потоков нефти, насосы эксплуатируются в недогруженном состоянии и ра-

ботают в неоптимальных условиях. Это приводит к повышенной вибрации, динамической перегрузке узлов, отказам агрегатов. Работа насосов в режиме недогрузки сопровождается также вибрацией трубопроводов НПС и установленной на них запорнорегулирующей арматуры. Повышенная вибрация трубопроводной обвязки насосов и коллектора НПС приводит к ухудшению герметичности запорных узлов, задвижек, клапанов, к потере четкости работы концевых выключателей и отказу работы электроприводов задвижек. На некоторых НПС уровень вибрации электроприводов превышал нормативные значения в 15 – 20, а на других уровень вибрации задвижек и электроприводов превышал допустимую величину в 20 –30 раз [1, 2].

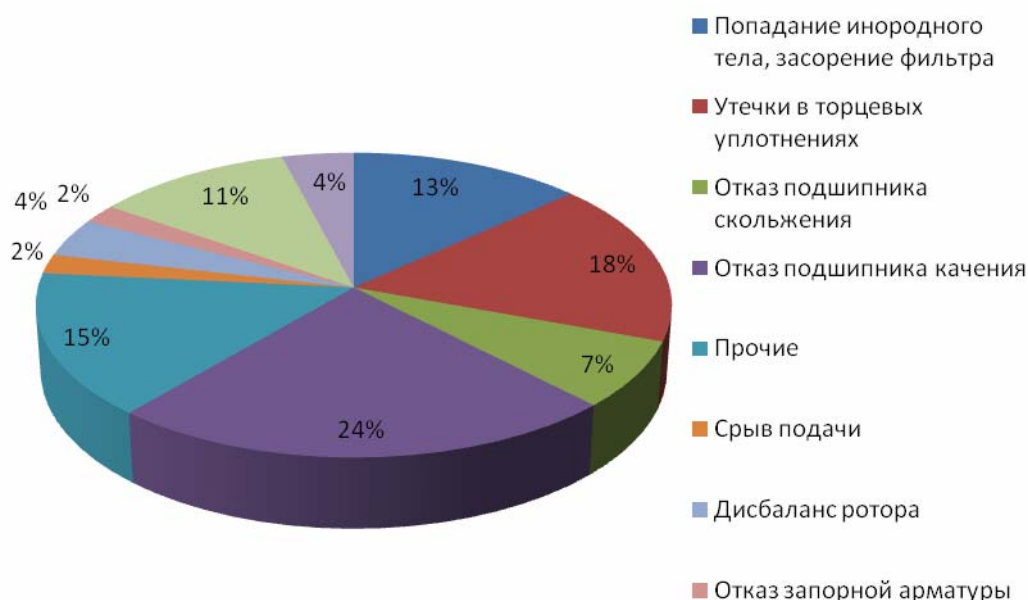


Рис. Процентное соотношение причин повышенной вибрации

Для центробежных насосов к силам механического происхождения повышенной вибрации следует отнести [3–6]:

- 1) центробежные силы, определяемые неуравновешенностью вращающихся деталей ротора;
- 2) кинематические силы, определяемые неровностью взаимодействующих контактных поверхностей и, прежде всего, поверхностей трения в подшипниках, а также в аварийных случаях, сопряженных поверхностей уравновешивающих устройств, щелевых и дроссельных уплотнений;
- 3) параметрические силы, определяемые прежде всего переменной составляющей жесткости вала из-за его дефектов;

4) ударные силы, возникающие при взаимодействии отдельных элементов трения, сопровождающейся их упругой деформацией (например, в полумуфтах или рабочих колесах с прослабленной посадкой).

Силы гидродинамического происхождения:

– силы давления, действующие на лопасть рабочего колеса, движущейся в потоке, либо на лопатку отводящего устройства, обтекаемую потоком;

– силы трения на границе потока и не подвижных стенок проточной части насоса, системы гидравлического затвора концевой уплотнения и др.;

– пульсации давления в потоке, определяемые его турбулентностью и, в определенных условиях, кавитацией.

Обобщение результатов исследований позволило выделить наиболее эффективные способы и средства снижения вибрации. В результате были признаны рациональными следующие направления:

– обеспечение режима работы насоса в оптимальной зоне напорной характеристики (например, за счет подрезки наружного диаметра рабочих колес);

– снижение уровня пульсаций давления, вызванных взаимодействием потока рабочего колеса с лопатками направляющего аппарата (изменение геометрии входного профиля лопатки);

– обеспечение высокоточной статической и динамической балансировки рабочих колес;

– увеличение точности изготовления соосных деталей ротора до 40 мкм;

– применение различных виброизоляторов.

Для выявления современных тенденций развития техники в направлении снижения вибрации насосных агрегатов нами была проведена патентная проработка. В результате чего было выявлено два направления исследования данного вопроса. Первое – совершенствование самого насосного агрегата, второе – разработка различных опор для снижения вибрации.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Лисин, Ю.В. Насосный агрегат с виброизолирующей компенсирующей системой / Ю.В. Лисин, А.Г. Гумеров, В.Г. Хангильдин, Р.Г. Исхаков, В.И. Гуртовой // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000. – № 9. – С. 2–6.

2. Гумеров, А.Г. Виброизолирующая компенсирующая система насосно-энергетических агрегатов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, Р.Г. Исхаков Л.Ф. Новиков, Т.В. Хангильдин. – Уфа, 2008. – 328 с.

3. Барков, А.В. Интеллектуальные системы мониторинга и диагностики машин по вибрации / А.В. Барков, Н.А. Баркова // Тр. / С.-Петербург. энергет. ин-та повышения квалификации. – СПб., 1999. – Вып. 9. – 201 с.

4. Барков А.В. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации / А.В. Барков, Н.А. Баркова, А.Ю. Азовцев. – СПб.: Изд. центр СПбГМТУ, 2000. – 160 с.
5. Справочник по технической акустике / под ред.: М. Хекла и Х.А. Мюллера-пер; пер. с нем. – Л.: Судостроение. 1980. – 440 с.
6. Швиндин, А.И. Пути повышения надежности насосного оборудования нефтеперерабатывающих производств / А.И. Швиндин, В.А. Берестовский // XIII Междунар. науч.-техн. конф. «ГЕРВИКОН-2011» / Сум. гос. ун-т. – Сумы, 2011. – С. 23–34.

**УДК 622.276.63**

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ОБВЯЗКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА ИХ ВИБРАЦИОННОЕ СОСТОЯНИЕ**

**А. П. Токарев, Л. П. Новоселова**

*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет», Уфа, Россия*

Повышенные внутренние динамические (вибрационные) перегрузки, воздействующие на роторную систему, и внешние статические перенапряжения, передающиеся на агрегаты через трубопроводы и коммуникации, являются основными причинами преждевременного выхода из строя магистральных насосных агрегатов. При этом влияние вибрации гидравлической системы на техническое состояние и эффективность работы насосного агрегата изучено недостаточно.

В работе изучается влияние местных сопротивлений обвязки насосного агрегата на его вибрационное состояние. Вибрации гидравлической системы через жидкость и трубопроводы обвязки передаются насосу. В качестве причин возникновения подобного явления можно выделить следующие [1]:

- наличие нескольких источников местных сопротивлений на малых расстояниях стандартной обвязки насосного агрегата;
- кавитация;
- пуск в работу и остановка насосного агрегата.

Гидродинамические процессы, происходящие в обвязке насоса НМ 10000-380, и возникающие вибрации моделируются в программном комплексе ANSYS. Исследуется как стандартная обвязка насоса, так и ее варианты, предусматривающие уменьшение местных сопротивлений.

Снижение вибрационных перегрузок, возникающих в обвязке насосного агрегата, путем изменения ее конфигурации представляется перспективным методом решения данной проблемы и, соответственно, является

способом повышения эффективности и надежности эксплуатации магистральных насосных агрегатов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Shevchenko, N.L. Classification of vibration influences of pump stations for pipes and sewage systems on maintenance personnel / N.L. Shevchenko. – М.: XIII Session of the Russian Acoustical Society, 2003. – P.858 – 861.

УДК 621.438

### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ В СИСТЕМЕ АГНКС

**А. В. Михалкив<sup>1</sup>, В. Б. Михалкив<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> РВУ «Львовавтогаз» АГНКС Ивано-Франковск, с. Черниев, Украина

<sup>2</sup> Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа. Ивано-Франковск, Украина

Анализ показателей надежности представлен для компрессорных установок: 4 HR3KN-200 / 210-5-249 (ГДР); 2НВ2К-160 / 100С (ГДР); 2ВVTN / 3 (Италия); 4ГМ2, 5-1, 2 / 10-250 (Украина); 2ГМ4-1, 3 / 12-200 (Россия).

Следует отметить, что ДНАОП или ГОСТ по надежности специально для стационарных компрессорных установок (СКУ) АГНКС не разработан. Поэтому в качестве критериев эксплуатационной надежности приняты показатели работы стационарных газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов [1]: наработка на отказ –  $T_0$ , коэффициент готовности –  $K_r$ , коэффициент технического использования –  $K_{ти}$ .

Показатели надежности взяты за период эксплуатации 1986 – 2013 гг. За указанный период отмечается тенденция роста показателей надежности СКУ АГНКС, эксплуатируемых в Украине (рост наработки на отказ  $T_0$  от 66 до 1250 ч; коэффициента готовности  $K_r$  от 0,698 до 0,867; коэффициента технического использования  $K_{ти}$  от 0,684 до 0,756). Однако общий уровень надежности СКУ низкий. Показатели надежности компрессорных установок АГНКС в Украине приведены в таблице.

Основными причинами, снижающими уровень эксплуатационной надежности СКУ 4HR3KN-200, являются:

– повреждение элементов клапана всасывания и нагнетания (30%);

- разрушение, преждевременный износ поршневых уплотнительных колец IV ступени (20%), III ступени (15%) и II ступени (11%);
- разрушение, преждевременный износ, задиры, выработка поршней и цилиндров (8%).

Таблица

Показатели надежности компрессорных установок АГНКС в Украине

Поз.	Тип компрессорной установки	Наработка на отказ T <sub>о</sub> , ч	Коэффициент готовности, K <sub>г</sub>	Коэффициент технического использования, K <sub>тв</sub>
1	4HR3KN-200 /210-5-249	60 ... 5000	0,3...1,0	0,25...1,0
2	2HB2K-160 /100S	300...600	0,862...1,0	0,8 ...1,0
3	4ГМ2, 5-1, 2 /10-250	192...6000	0,3...1,0	0,35 ... 1,0
4	2ГМ4-1,3 /12-250	600 ...3000	0,6...0,9	0,5 ... 0,8

Основными причинами, снижающими уровень эксплуатационной надежности SKU 4HR3KN-200, являются:

- повреждение элементов клапана всасывания и нагнетания (30%);
- разрушение, преждевременный износ поршневых уплотнительных колец IV ступени (20%), III ступени (15%) и II ступени (11%);
- разрушение, преждевременный износ, задиры, выработка поршней и цилиндров (8%).

Следует отметить большую неравномерность распределения отказов во времени (например, в 1986 г. произошло 4,79 отказа на один SKU, в 1997 г. – 21,6; в 2013 г. – 0,9).

Основными причинами, снижающими уровень эксплуатационной надежности SKU 4ГМ2, 5-1, 2 / 10-250 являются неисправность насоса антифриза (56%); разрушение, преждевременный износ поршневых уплотнительных колец (22%); разрушение элементов клапанов (22%).

Таким образом, анализ показателей надежности КУ, эксплуатируемых в Украине позволяет сделать следующие выводы:

- 1) ни один тип КУ не имеет высокого уровня эксплуатационной надежности;
- 2) среди предприятий, эксплуатирующих КУ одного типа, отмечается существенное расхождение уровня надежности установок;
- 3) сохранение низкого уровня ремонтпригодности КУ АГНКС на протяжении длительного периода обусловлено отсутствием кардинального решения целого комплекса вопросов, связанных с организацией и ком-

плектацией запасными частями, с организацией ремонта по фактическому состоянию.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Технічна діагностика трубопровідних систем: монографія / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів, В.Б. Михалків. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 512 с.: іл., рис., табл.

УДК 622.692.4

### ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА ОСНОВЕ ДИАГНОСТИКИ ИХ СОСТОЯНИЯ

**А. В. Тымкив, В. Б. Михалкив**

*Івано-Франківський національний технічний університет  
нефти і газу, Івано-Франківськ, Україна*

Надежность газоперекачивающих агрегатов (ГПА) напрямую зависит от числа аварийных остановок. Применение параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов в условиях компрессорных станций позволяет сократить число аварийных остановок агрегатов и их элементов, что в конечном итоге приведет к повышению надежности эксплуатации магистрального газопровода. Значимость и информативность диагностических признаков определяется степенью их отклонения от начальных значений, характерных для исправного агрегата. Эти отклонения удобно выразить в относительных единицах или процентах [1].

Так, при анализе эксплуатации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов за рассматриваемый период выявлено 39 отказов по разным причинам, в частности:

– отказы осевого компрессора	20,5%;
– отказы камеры сгорания	46,2%;
– повреждения турбины высокого давления	10,3%;
– повреждения турбины низкого давления	12,8%;
– повреждения торцевых уплотнений	2,5%;
– другие неисправности	7,7%.

К категории других неисправностей входят отказы, вызванные вспомогательным оборудованием (отказы пускового масляного насоса, системы охлаждения масла и т.д.).

Анализируя причины отказов, можно сделать вывод, что в газотурбинных установках больше всего им подвержены осевой компрессор (ОК) и камера сгорания (КС). Поэтому на диагностику этих элементов необходимо обратить основное внимание.

При анализе причин эксплуатационных отказов очевидно, что определенные отказы возникают, как правило, при определенном периоде наработки ГПА. Классификация причин отказов приведена в [2].

Наименьшая наработка на отказ у КС. В некоторых случаях наблюдался выход КС из строя: в первом случае через 225 ч; во втором – через 618 ч после ремонта, что указывает на необходимость серьезных конструктивных доработок КС. Выход из строя КС наблюдается в летний период, когда ГПА работает в 3 ступени, поэтому важным является вопрос определения области допустимых режимов для узлов и агрегатов ГПА.

Отказы ОК во времени распределены в более широком диапазоне 1000 – 15000 ч, и для выявления неисправностей ОК необходимо осуществлять дифференциальные измерения основных рабочих параметров.

Следует отметить, что значение одного и того же параметра может быть существенно различным для различных агрегатов даже в пределах одной модификации. Поэтому о состоянии агрегата можно судить не по абсолютной величине диагностического признака, а по отклонению его значения от начального, характерного для исправного агрегата. Таким образом, диагностические признаки целесообразно представить не в абсолютных величинах, а в отношении к первоначальной величине.

Для каждого диагностического признака определен доверительный интервал при степени надежности 0,95. Проанализировав полученные результаты, было установлено, что по чувствительности и информативности из выбранных параметров можно рекомендовать как диагностические признаки осевого компрессора параметры коэффициент гидравлического сопротивления и степень повышения давления, а для камеры сгорания – параметры полного коэффициента гидравлического сопротивления и коэффициента теплопередачи.

Анализируя характер изменения диагностического признака перед характерной неисправностью агрегата, можно установить взаимную зависимость между характерной неисправностью и характером изменения диагностического признака перед аварией. На основе обобщения результатов диагностирования ГПА в условиях КС установлен характер поведения диагностических признаков камеры сгорания и осевого компрессора агрегатов.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Трубопровідний транспорт газу: моногр. / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків. – Киев: Агенство з рац. використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
2. Технічна діагностика трубопровідних систем: моногр. / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів, В.Б. Михалків. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012.

УДК 621.822

### **ПОРОШКОВЫЙ МАТЕРИАЛ НА ОСНОВЕ СТРУЖЕЧНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ПОДШИПНИКОВ СКОЛЬЖЕНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

**В. А. Фруцкий, А. Г. Кульбей**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

В нынешних условиях актуальным является поиск антифрикционных материалов, способных заменить дорогостоящие антифрикционные композиции, используемые в подшипниках скольжения центробежных насосов.

Нами проанализированы экономические особенности формирования подшипников из различных материалов, в том числе основу которых составляют отходы металлообрабатывающих производств и предложен принципиально новый подход к формированию антифрикционного материала на основе чугунных стружечных отходов, диффузионно легированных медью и бором.

Кроме того, в результате работы:

- Обнаружен и объяснен экстремальный характер влияния меди и бора на трибологические показатели покрытия и трибопары в целом.
- Выявлена и изучена взаимосвязь количества и качества структурных составляющих гетерогенного покрытия на прирабатываемость и износостойкость пары трения.
- Выявлены регламентирующие физико-экономические факторы количественного содержания легирующего элемента в материале.
- Определены рациональные области использования разработанного материала.

Применение материала целесообразно в подшипниках скольжения, работающих при переменных нагрузках и возвратно-поступательном движении. Разработанный композиционный материал является патентно-чистым. В настоящее время проводятся испытания восстановленных подшипников скольжения опор валов центробежных насосов.

## IV. ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 624.729.14:620.179.15

### ТОМОГРАФИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ ВНУТРЕННЕЙ И НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБЫ

**В. Л. Венгринович, С. А. Золотарёв**

*ГНУ «Институт прикладной физики НАН Беларуси», Минск, Беларусь*

Существует ряд промышленных областей: химическая, энергетика, трубопроводный транспорт, где точные оценки толщины стенок транспортирующих труб, степени коррозии, а также наличия дефектов сплошности промышленных трубопроводов позволяют обеспечить их безопасное функционирование. Для оценок таких дефектов часто применяют комбинацию из нескольких методов неразрушающего контроля: вихретокового, ультразвукового, рентгенографического, а в последнее время и метода рентгеновской промышленной томографии. В ИПФ НАН Беларуси разработана оболочечная технология реконструкции внутреннего и наружного профиля трубы по набору плоских рентгеновских изображений продольных сечений трубы в угле обзора, ограниченном  $40 - 45^{\circ}$ . Схема сбора данных показана на рисунке 1.

Так как стандартный метод фильтрованных обратных проекций не позволяет получить цифровое изображение продольного сечения трубы из-за малого угла обзора, в лаборатории вычислительной диагностики ИПФ НАНБ был разработан прикладной программный пакет, обеспечивающий реконструкцию профилей внутренней и наружной поверхностей трубы методом оболочечной реконструкции.

Экспериментальная проверка эффективности данной технологии была проведена в Федеральном институте материаловедения и диагностики (Берлин, Германия), где имеется томографическая система для механизированной радиометрии, адаптированная к широкому диапазону диаметров труб и позволяющая в автоматическом режиме получать набор плоских рентгеновских изображений продольных сечений трубы в угле обзора, ограниченном  $40 - 45^{\circ}$ .

## Реконструкция продольного профиля трубы. Цель:

- Реконструировать изображение профиля и точно измерить толщину стенок трубы с точностью  $\pm 0,5\text{мм}$
- **Входные данные получены из**
- набора одномерных проекций собранных механизированной системой сбора рентгеновских данных для планарной геометрии.
- «белого» и «черного» изображения
- позиций маркеров

### Формулировка проблемы

Преодоление математического вырождения: перспективный угол обзора объекта слишком мал для точного восстановления изображения четырех поверхностей трубы

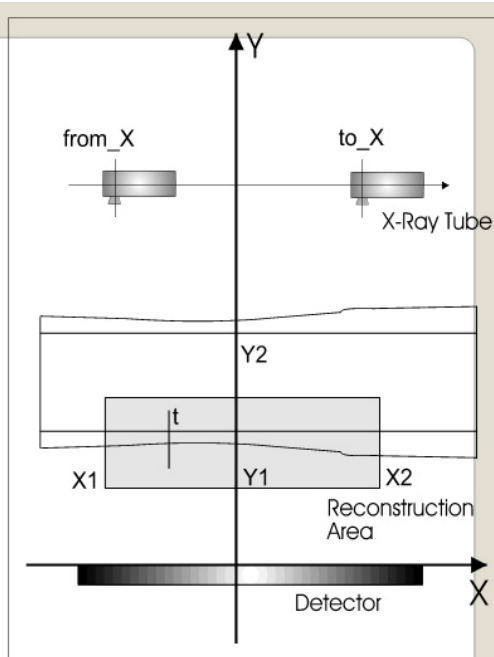


Рис. 1. Схема сбора рентгеновских данных

Было установлено, что разработанная авторами оболочечная технология реконструкции по рентгеновским проекциям, полученным в ограниченном угле обзора даже при наличии зашумленных данных, позволяет осуществлять виртуальное измерение толщины стенок трубы, которая менялась в диапазоне от 10 до 20 мм, а также размеров дефектов сплошности с точностью до 0,5 мм. На рисунке 2 показана реконструкция продольного профиля трубы с толщиной стенки 15 мм.

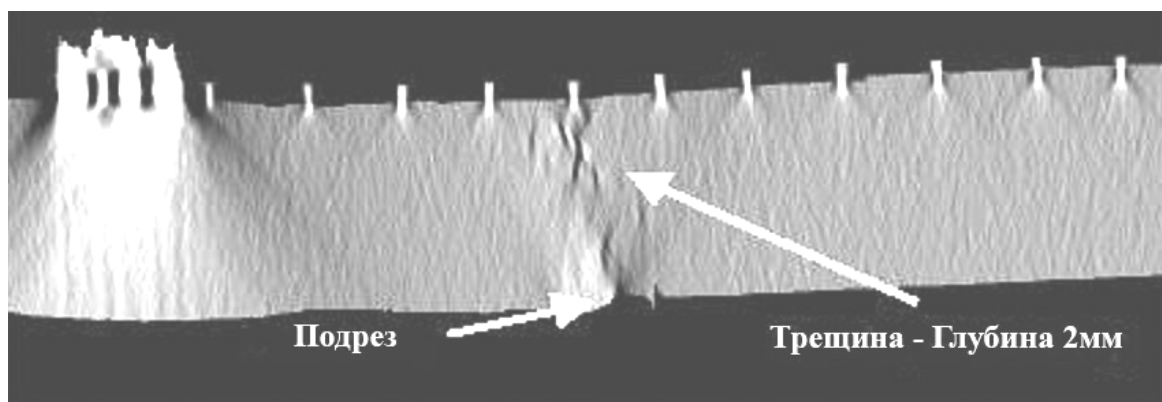


Рис. 2. Реконструкция продольного профиля трубы оболочечным методом

## ПРОГРАММА АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

**Р. А. Кидун, В. В. Шман**

*ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь*

Многолетняя международная практика эксплуатации трубопроводного транспорта свидетельствует: наличие коррозионных повреждений на трубопроводах, оснащенных комплексной противокоррозионной защитой (изоляционное покрытие и электрохимическая защита) – неизбежно, ибо воздействие грунтовой коррозии на металл трубы зависит от многих факторов и условий, встречающихся вдоль трасс магистральных трубопроводов. Определяющими факторами, влияющими на количественные характеристики коррозионных повреждений и, в конечном итоге, снижающими надежность трубопроводного транспорта являются:

- коррозионная обстановка вдоль трассы трубопровода;
- состояние комплексной противокоррозионной защиты (ПКЗ);
- параметры и технологические режимы эксплуатации трубопроводов.

С течением времени эти условия меняются, сама труба как физическое тело подвергается коррозионному воздействию, что приводит к необходимости решения вопроса о дальнейшей судьбе не только участка трубопровода, но и трубопроводной системы в целом. При этом требуется анализировать большой объем информации, полученной разными методами на протяжении длительного времени. Процесс этот растянут во времени. От момента вхождения комплексной защиты в тот или иной вид состояния до момента принятия решения о проведении профилактических или ремонтных работ проходит столько времени, что специалисту, принимающему такие решения, трудно выработать оптимальный пакет управляющих мероприятий. Для обеспечения принятия таких решений и разработана программа «СМ Expert». Программа входит в состав системы управления техническим состоянием трубопроводов («PIMSlider»), разработанной ЗАО «Нефтегазсистема» ([www.ogs.gomel.by](http://www.ogs.gomel.by)).

Программа позволяет анализировать результаты электрометрических измерений по трубопроводу: сезонные измерения защитного потенциала «труба-земля» на контрольно-измерительных пунктах (КИП), задвижках,

в местах установки защитных кожухов, данные режимов работы станций катодной защиты (СКЗ), измерений от приборов MoData, UpScan для оценки, сопоставления и сравнения с архивными данными.

В состав функциональных задач программы входят:

- Оценка потенциальной коррозионной опасности. Учитывая условия прохождения трассы трубопровода (места пересечения с реками, болотами, солончаками, места с удельным сопротивлением грунта  $< 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , автомобильными и железными дорогами и др.), программа определяет потенциальные коррозионно-опасные места на трассе выбранного участка трубопровода.

- Определение защищенности трубопровода по протяженности и во времени. Сопоставляя значения измеренной вдоль трассы трубопровода разности потенциалов «труба-земля» с минимально-допустимым значением, программа определяет места с незащитным значением потенциала, а используя полученные результаты на заданную глубину, программа решает вторую часть задачи.

- Оценка состояния изоляционного покрытия. Для решения данной задачи используются данные приборов UpScan, MoData. Обработывая результаты приборных обследований и эксплуатационные данные, программа «СМ Expert» выявляет места повреждений защитного покрытия трубопровода. Также на основании этих данных определяются интегральные электрические характеристики изоляционного покрытия.

- Задачи «Плечи защиты» и «Моделирование режимов СКЗ» выполняют оценку существующей системы противокоррозионной защиты трубопроводов с целью обеспечения необходимого уровня. Используя параметры фактически работающих станций катодной защиты, рассчитываются плечи защиты и суммарный защитный потенциал вдоль трассы трубопровода. Изменяя значения тока и потенциала в точке дренажа, а также виртуально выключая и включая СКЗ, пользователь может оценить текущий уровень катодной защиты трубопровода.

- Коррозионная карта трубопровода. Данная функция позволяет интерпретировать данные о трубопроводе, изоляционном покрытии, пересечениях с трубопроводом, удельном электрическом сопротивлении грунта, результатах двух последних сезонных измерений защитного потенциала «труба-земля» и соответствующие им режимы работы СКЗ, данные приборной диагностики MoData, UpScan, дефектах изоляции и внешних дефектах трубы.

**ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ  
ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ  
ОАО «ПОЛОЦКТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»**

**С. В. Лесникович**

*ОАО «Полоцктранснефть Дружба», Новополоцк, Беларусь*

Главная особенность работы с данными внутритрубной диагностики у эксплуатирующей организации заключается в том, что на разных участках обследование проводилось разными диагностическими компаниями – со своими возможностями, собственными разработанными методиками расчетов дефектных участков и программным обеспечением. Обследование нефтепроводов ОАО «Полоцктранснефть Дружба» проводилось такими диагностическими компаниями, как «Тьюбоскоп», ОАО «Диаскан», «Спецнефтегаз», ЗАО «Нефтегазкомплектсервис», «ROSEN Europe B.V.» (Нидерланды), комплексом приборов: профиломером, ультразвуковыми с прямыми и наклонными датчиками (WM и CD), магнитными с продольным и поперечным намагничиванием (MFL, TFI).

**Достоверность заявленной спецификации оборудования диагностической компанией.** Возможности специалистов-интерпретаторов, используемое программное обеспечение, подходы к проведению классификации типов дефектов или особенностей нефтепровода (потеря металла или несанкционированная врезка) мы не знаем. Можем только косвенно оценить опыт их работы по времени присутствия диагностической компании на рынке диагностических услуг и отзывам других эксплуатирующих организаций. Следовательно, необходимо предусматривать в договорах подряда гарантийные обязательства и ответственность подрядной организации за соответствие заявленным требованиям, подтвержденным или нет по результатам проведения ДДК.

**Проведение технических расчетов.** Некоторые операторы трубопроводного транспорта Республики Беларусь после проведения внутритрубного обследования и получения в техническом отчете списка дефектов с зарегистрированными параметрами дополнительно обращаются в специализированные научно-технические организации для проведения расчетов обнаруженных дефектов на прочность и долговечность, а также классификации общего списка дефектов по степени опасности. А это дополнительно время на оформление договорных обязательств, проведение шур-

фовки дефектных участков (от 30 до 100% заявленного списка), подготовку и оформление результатов расчетов, дополнительное финансирование. Кроме того, анализ соответствия результатов шурфовки обобщенным табличным данным (базам данных технического отчета) – вторичным данным – является менее достоверным, чем сравнение с «первичными данными» – полученными внутритрубными дефектоскопами, до обработки их программой и специалистами-интерпретаторами.

Считаю, что для приведения к единому знаменателю общих требований к диагностическим компаниям (методики расчетов на прочность и долговечность, классификация обнаруженных дефектов, методы ремонта дефектных участков трубопроводов) необходима общая нормативная и техническая база для всех операторов трубопроводного транспорта Республики Беларусь в области внутритрубной диагностики трубопроводов.

**Возникновение и поиск вновь образованных дефектов, сравнение баз данных.** Практический опыт показал возникновение в период между двумя внутритрубными инспекциями новых дефектов (вмятины, задиры, несанкционированные врезки, коррозионные дефекты) чаще всего не без помощи третьих лиц при проведении деятельности с нарушением «Инструкции по производству работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» (сельскохозяйственная техника, вырубка ДКР, сторонние коммуникации, мелиорация, несанкционированные (криминальные) врезки и т.п.).

Проблема выявления подобных дефектов заключается в проведении анализа баз данных, полученных по результатам двух внутритрубных инспекций, проведенных в разное время. Анализ большого объема данных производится автоматически с применением специально разработанных программно-аппаратных средств. Как уже отмечалось выше, наибольшая достоверность полученных результатов анализа будет при сравнении так называемых «первичных данных», полученных непосредственно с внутритрубного прибора-дефектоскопа. Практически это возможно осуществить, когда первичную и вторичную инспекцию проводит одна организация одними и теми же ВИП.

И все же сравнение возможно с определенной достоверностью. Но последующий анализ (эксплуатирующей организацией) каждого запланированного к устранению дефекта обязателен. И это требование (проведение сравнения с результатами предыдущей диагностики) должно обязательно присутствовать в технических требованиях к проведению ВТД при вторичных инспекциях.

Выводы:

1. Критический подход при заключении договорных отношений с диагностической компанией, предусмотрение гарантийных обязательств, ответственность подрядной организации за соответствие заявленным требованиям.

2. Проведение анализа данных по результатам текущей и предыдущей инспекции как требование к подрядной организации.

3. Создание общей нормативной и технической базы для всех операторов трубопроводного транспорта Республики Беларусь в областях проведения внутритрубной диагностики, разработки методик расчета дефектных участков на прочность и долговечность, применяемых методов ремонта дефектов.

**УДК 622.691.4**

## **ДИАГНОСТИКА И ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ГАЗОПРОВОДОВ**

**С. С. Родин**

*ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», Санкт-Петербург, Россия*

Объектом исследования станет диагностика и оценка остаточного ресурса работы электромеханических приборов и агрегатов, входящих в состав компрессорных станций магистральных газопроводов, позволяющая уменьшить число внезапных (вынужденных) отказов и оптимизировать техническое обслуживание и ремонт. Надежность и бесперебойность этого оборудования обеспечивает непрерывность всего технологического процесса. К примеру, компрессорные станции с газотурбинным приводом (КСГП) широко распространены на объектах магистральных газопроводов. Количество КСГП составляет более 80% [1] от общего числа компрессорных станций магистральных газопроводов.

Значительная часть затрат предприятия приходится на эксплуатацию оборудования, вследствие чего возникает острая необходимость в информации об оценке текущего состояния работающего электроприводного оборудования, своевременной диагностике аварийных и предаварийных режимов работы. Эта информация даст необходимую координацию в организации заблаговременного ремонта или замены оборудования, планиро-



вании капиталовложений на производственно-технические нужды предприятия в будущем. Как показывает практика, своевременный переход к техническому обслуживанию приносит выгоду, эквивалентную стоимости 30% общего парка электрооборудования.

Сложность диагностики и мониторинга электрооборудования обусловлена условиями эксплуатации. Следовательно, будут рассмотрены неразрушающие методы контроля, основанные на физическом принципе. Физический принцип работы заключается в следующем: любые возмущения, как электрического, так и механического характера, приводят к возникновению магнитного потока в воздушном зазоре электрических машин и слабой модуляции тока. Такой принцип позволяет получать информации об объекте в штатных режимах работы, не останавливая и не разбирая оборудование.

Основными методами диагностики по физическому принципу будут являться:

- 1) диагностика повреждений по электрическим параметрам;
- 2) метод ваттметрографии;
- 3) метод конечных элементов;
- 4) вейвлет-анализ.

К примеру, основными повреждениями электрических машин являются:

– повреждения, вызывающие несимметрию электрических цепей статора (двигатель, вышедший из строя на автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС-8) предприятия ООО «Газпром Газэнергосеть» Санкт-Петербург из-за короткого замыкания в обмотках статора представлен на рис. 1);

– повреждения, вызывающие несимметрию электрических цепей ротора;

– повреждения, вызывающие несимметрию магнитных полей.

Так как важна достоверность результата диагностики, то весь объем информации, обработка его и принятие решений целесообразно технически реализовывать на ЭВМ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бабурин, С.В. Повышение надежности электроснабжения компрессорных станций с газотурбинным приводом / С.В. Бабурин // Электроснабжение предприятий НГП. – СПб., 2007. – 20 с.

2. Диагностика и оценка остаточного ресурса электромеханического оборудования машин и механизмов / А.Е.Козярук [и др.] // Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – СПб., 2013. – 90 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ УСТРОЙСТВ ОЦЕНКИ  
СКОРОСТИ КОРРОЗИИ СИСТЕМ ДИСТАНЦИОННОГО  
КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗМЕРОВ  
ЛОКАЛЬНЫХ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ**

**С. В. Савченков**

*ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия*

Защита магистральных газопроводов от коррозии является одной из приоритетных задач газотранспортных предприятий. В настоящий момент активно развиваются инновационные технологии в данной области, в частности разрабатываются и внедряются системы дистанционного коррозионного мониторинга.

Согласно [1], дистанционный коррозионный мониторинг – процесс автоматизированного дистанционного измерения, обработки, передачи и сбора параметров коррозионного мониторинга контролируемого объекта посредством специализированных средств. Ключевым контролируемым параметром является скорость коррозии, для оценки которой используются ряд устройств, работающих на разных физических принципах.

Наиболее перспективными устройствами для оценки скорости коррозии являются ультразвуковые датчики скорости коррозии. В качестве чувствительного элемента используется образец-свидетель, изготовленный из металла, полностью аналогичного металлу защищаемого трубопровода, его состояние контролируется методом ультразвуковой толщинометрии. Скорость коррозии оценивается по отношению утонения металла ко времени, в течение которого происходило корродирование образца. Специалистами ОАО «Гипрогазцентр» было разработано оригинальное решение, позволяющее с высокой точностью не только определять скорость коррозии, но и идентифицировать тип коррозионного повреждения [2].

Для повышения информативности разработанного устройства были проведены дополнительные исследования.

Целью исследований было изучение возможности использования дополнительных данных, регистрируемых в ходе измерений (амплитуда эхосигналов), для определения размеров локальных коррозионных дефектов (не только глубины, но и диаметра). Такие данные позволили бы иметь более полное представление о природе коррозионных процессов, протекающих на контролируемом участке.

Для проведения исследований использовались образцы металла, вырезанные из трубного элемента, находившегося в эксплуатации в составе магистрального газопровода. Измерения глубины и амплитуды донных эхо-сигналов проводилось высокоточным ультразвуковым дефектоскопом, укомплектованным набором пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП) совмещенного типа с рабочими частотами, наиболее часто используемыми в практике ультразвуковой толщинометрии.

Результатами проведенных исследований стали зависимости изменения амплитуды первого донного эхо-сигнала от приращения глубины дефектов для повреждений разного диаметра (рис.). Полученные зависимости могут быть использованы при разработке алгоритмического обеспечения блоков обработки и анализа данных систем дистанционного коррозионного мониторинга.

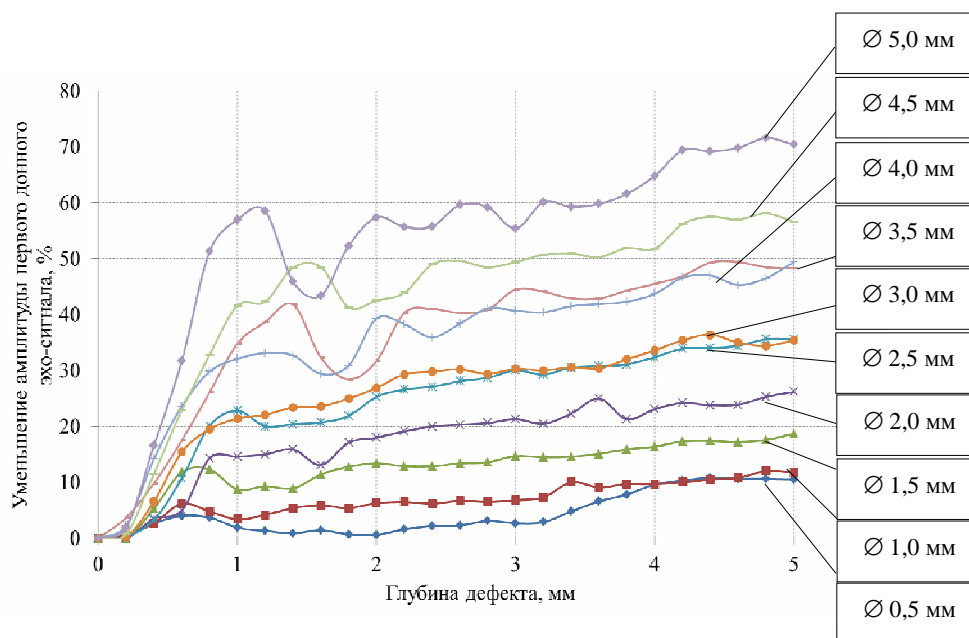


Рис. Зависимости изменения амплитуды первого донного эхо-сигнала от приращения глубины дефектов для повреждений разного диаметра (ПЭП 2,5 МГц)

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 9.4-023-2013. Защита от коррозии. Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных. Основные требования. – М.: Газпром экспо, 2013. – 135 с.
2. Савченков, С.В. Разработка акустических датчиков скорости коррозии системы дистанционного мониторинга / С.В. Савченков, Р.В. Агиней, А.Ю. Михалев // Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2013): материалы V Междунар. науч.-техн. конф., Москва, 29 – 30 окт. 2013 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 84.

УДК 622.691.4:620.17

**РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ  
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ ТВЕРДОСТИ  
С МАЛОЙ НАГРУЗКОЙ НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ  
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ЧЕРЕЗ РЕКУ ВОЛГА**

**А. Ю. Михалев, Р. В. Агиней**

*ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия*

Одним из методов получения достоверных данных о функциональном состоянии металла, реализация которых возможна на находящихся в эксплуатации магистральных газопроводах, является метод оценки состояния металла по результатам измерения твердости с малой нагрузкой [1, 2]. В качестве количественного критерия оценки состояния металла используется дисперсия твердости с малой нагрузкой (ТМН),  $S^2$ ,  $HV^2$ , измеренной не менее 100 раз на контролируемом участке. Метод был неоднократно успешно реализован на образцах трубной стали и полупромышленных стендах [1, 2].

В докладе освещается ход проведения и основные результаты диагностических работ, включающих метод оценки свойств металла по результатам измерения ТМН. Работы проводились на подводном переходе основной нитки газопровода «Ямбург – Западная граница» через реку Волга, на участке была обнаружена поперечная трещина длиной порядка 1100 мм (от 3 до 6 ч по ходу газа) и максимальной шириной раскрытия 12 мм, расположенная в непосредственной близости с кольцевым сварным швом.

Целью диагностических работ было получение достоверных сведений о состоянии участка для разработки рекомендаций по проведению ремонта участка. Для измерения твердости с малой нагрузкой определен ряд участков (рис.): в непосредственной близости с дефектом и на отдалении от дефекта для определения границ поврежденности металла.

Для проведения измерений использовался портативный ультразвуковой твердомер с усилием вдавливания индентора 15 Н. ТМН измерялась на каждом контрольном участке не менее 100 раз, рассчитывалась дисперсия.

По результатам обследования установлено, что металл обеих труб в области 3 – 5 ч находится в состоянии предразрушения, дисперсия ( $2500 \text{ НВ}^2$ ). Значение, измеренное близи трещины, – более  $3200 \text{ НВ}^2$ .

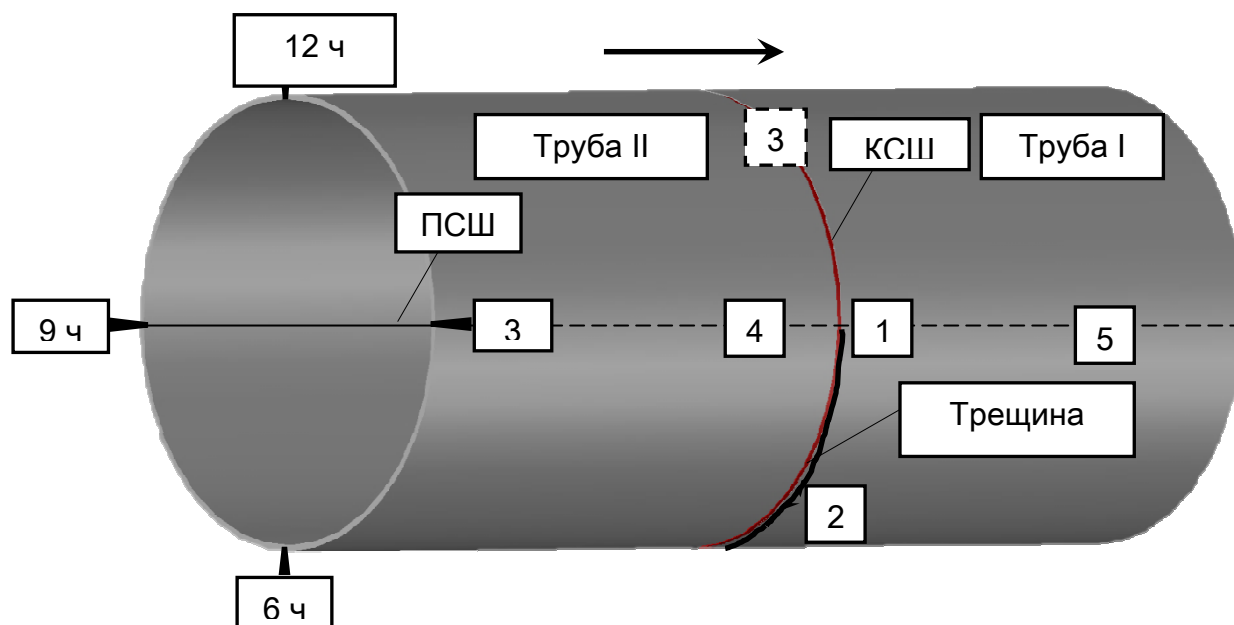


Рис. Схема диагностируемого участка с указанием контрольных зон:  
КСШ – кольцевой сварной шов; ПСШ – продольный сварной шов

Значения, измеренные на участках, удаленных от трещины на 1 м, составили более  $2000 \text{ НВ}^2$  для обеих труб. Расчетный ресурс металла труб в сечении, удаленном от трещины на 1 м, исходя из существующих режимов и срока эксплуатации – порядка 16 лет. При этом стоит отметить, что на трубе, по линии сплавления с которой произошло разрушение, дисперсия на стороне, противоположной трещине, составила не более  $600 \text{ НВ}^2$ , что соответствует неповрежденному металлу. Поэтому можно сделать вывод, что металл изначально имел нормативные свойства, но в процессе эксплуатации под воздействием повышенного уровня напряжений локально ухудшил свои свойства, что привело к разрушению.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Способ определения ресурса металла трубопроводов: пат. Рос. Федерация / А.Ф. Пужайло, С.В. Савченков, Р.В. Агинеи, Е.А. Спиридович, А.Ю. Михалев; заявитель ОАО «Гипрогазцентр». – 2013137176; заявл. 07.08.2013.
2. Михалев, А.Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / А.Ю. Михалев. – Ухта: УГТУ, 2012. – 127 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОДСИСТЕМ ДИСТАНЦИОННОГО  
КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА  
С РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКИМ БЛОКОМ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ  
НАДЕЖНОСТИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ  
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ**

**С. А. Никулин, Е. Л. Карнавский**  
*ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия*

Существующие системы управления станциями катодной защиты работают по одному заданному параметру без адаптации к изменяющимся условиям нагрузки, что в целом снижает эффективность применения устройств электрохимической защиты. Контроль защитного потенциала ведется только в точке дренажа, что не позволяет системе реагировать на изменения параметров нагрузки по трассе трубопровода. Кроме того, на ряде объектов, степень защищенности которых составляет 100%, тем не менее, обнаруживаются коррозионные дефекты.

До настоящего времени отсутствовал инструмент, позволяющий по определенным правилам управлять системой электрохимической защиты (ЭХЗ) в целом, давать предложения по оптимизации работы средств ЭХЗ и определять аналитическую зависимость совокупного влияния факторов на состояние защищенности. Учитывая, что с внедрением подсистем дистанционного коррозионного мониторинга появляется возможность контролировать большой объем параметров, влияющих на коррозионное состояние в точках, расположенных по трассе магистральных трубопроводов, задача управления средствами ЭХЗ как единой системой упрощается.

Целью внедрения разрабатываемого в ОАО «Гипрогазцентр» расчетно-аналитического блока для подсистемы дистанционного коррозионного мониторинга является обеспечение надежности и повышение эффективности работы системы электрохимической защиты. Указанная цель достигается за счет:

- оценки состояния защищенности магистрального газопровода;
- оценки скорости коррозии на контролируемом участке трубопровода;
- поддержки принятия управленческих решений по оптимизации режимов работы станций катодной защиты.

Для решения задачи оптимизации продолжается совершенствование известных моделей влияния СКЗ на распределение потенциалов [1] и исследование данных процессов на реальном участке магистрального трубопровода.

Применение подсистемы дистанционного коррозионного мониторинга с расчетно-аналитическим блоком позволило с оптимальными режимами работы станций катодной защиты обеспечить защищенность на всей протяженности исследуемого участка. Кроме того, были определены проблемные участки с последующей организацией для них локальной защиты маломощными станциями катодной защиты.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, Ю.В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов / Ю.В. Александров, Р.В. Агинеи. – СПб.: Недра, 2012. – 394 с.

УДК 622.692.4

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ПРИВЕДЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГНЕТАТЕЛЕЙ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ**

**М. П. Возняк, Я. Л. Панчышин, Л. В. Возняк**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Значительная часть оборудования Украинской газотранспортной системы (ГТС) физически изнашивалась, поэтому в данных условиях необходимы внедрение технологий и поиск путей повышения экономической надежности транспортировки природного газа при ограниченных инвестициях. Эффективное управление газотранспортной системой, в частности компрессорными станциями, на которых находятся газоперекачивающие агрегаты с различным сроком наработки, невозможно без объективной информации о фактическом функционально-техническом состоянии всех эксплуатируемых агрегатов. Решение данной задачи зависит от разработки математических моделей процессов, происходящих при работе оборудования в условиях износа деталей и элементов ГТС, в т.ч. центробежных нагнетателей газоперекачивающих агрегатов.

Ухудшение технического состояния нагнетателей газоперекачивающих агрегатов сопровождается уменьшением КПД, снижением производительности и надежности функционирования газотранспортных систем, увеличением потребляемой мощности и перерасходом топливного газа [1].

Объектом для проведения исследований стала компрессорная станция, на которой эксплуатируются нагнетатели НЦ-6,3С/41-1,7. Результаты исследований за методикой, описанной в [1, 2], представлены на рисунке.

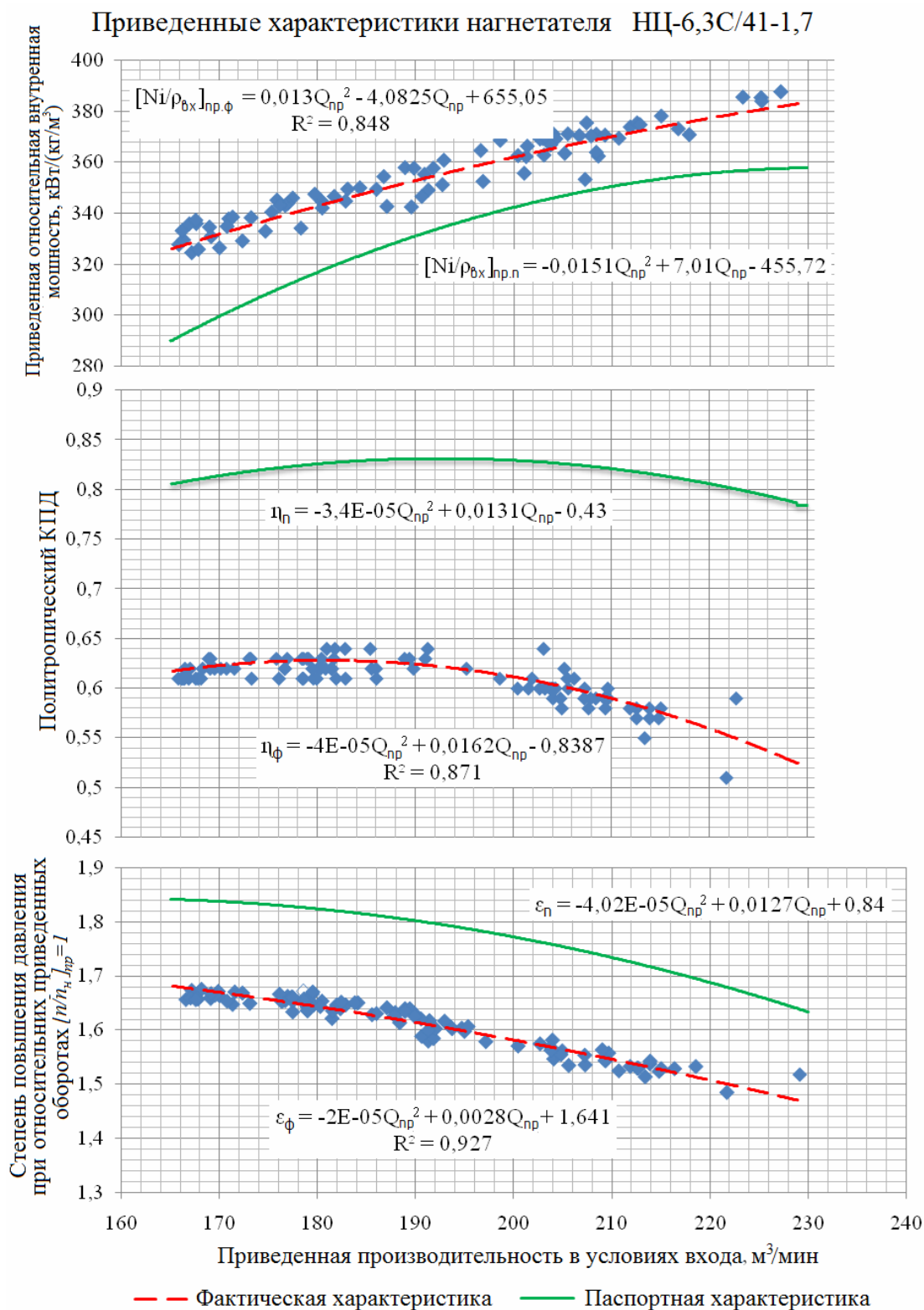


Рис. Приведенные характеристики нагнетателя НЦ-6,3С/41-1,7



При анализе полученных результатов видно, что характеристики нагнетателя в процессе эксплуатации существенно изменяются, а именно, происходит уменьшение политропного КПД нагнетателя в среднем в рабочем диапазоне на 4,2%, что приводит к пропорциональному увеличению потребляемой мощности в среднем в рабочем диапазоне на 10% по сравнению с паспортными характеристиками. Построенные фактические характеристики имеют достаточную точность аппроксимации, что свидетельствует о достоверности обработки и построения, а также возможность применения результатов параметрического диагностирования для осуществления расчетов режимов работы КС с учетом фактического функционально-технического состояния нагнетателей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Возняк, М.П. Диагностирование технического stanu нагнетача газоперекачувального агрегату з використанням реальних режимних параметрів його роботи / М.П. Возняк, Т.В. Юрчило // Науков. вісн. Івано-Франківськ. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2012. – № 2 (32). – С. 215 – 221.
2. Лещенко, І.Ч. Аналіз режимів функціонування систем трубопровідного транспорту газу з урахуванням технічного стану основного обладнання: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / І.Ч. Лещенко. – Київ, 2005. – 20 с.

УДК 620.191.33: 620.193

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ИМЕЮЩИХСЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

**А. Я. Ждек, В. Т. Болонный**

*Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна*

Длительное взаимодействие металла трубы с окружающей средой приводит не только к интенсификации коррозионных процессов, но и к деградации физико-механических свойств материала стенки трубы. Как следствие, сталь резко охрупчивается, в ней образуются трещиноподобные дефекты, которые могут вызвать разрушение трубы. Поэтому для обеспечения дальнейшей надежной работы длительно эксплуатируемых газопроводов необходима оценка их остаточного ресурса.

Объектом исследований является длительно эксплуатируемый газопровод наружным диаметром  $D$ , толщиной стенки  $t$ , рабочим давлением  $P$  с единичными и множественными коррозионно-механическими дефектами длиной  $L$  и глубиной  $c$ . Данные дефекты схематизировались (рис.) к удобной для дальнейших вычислений форме [1].

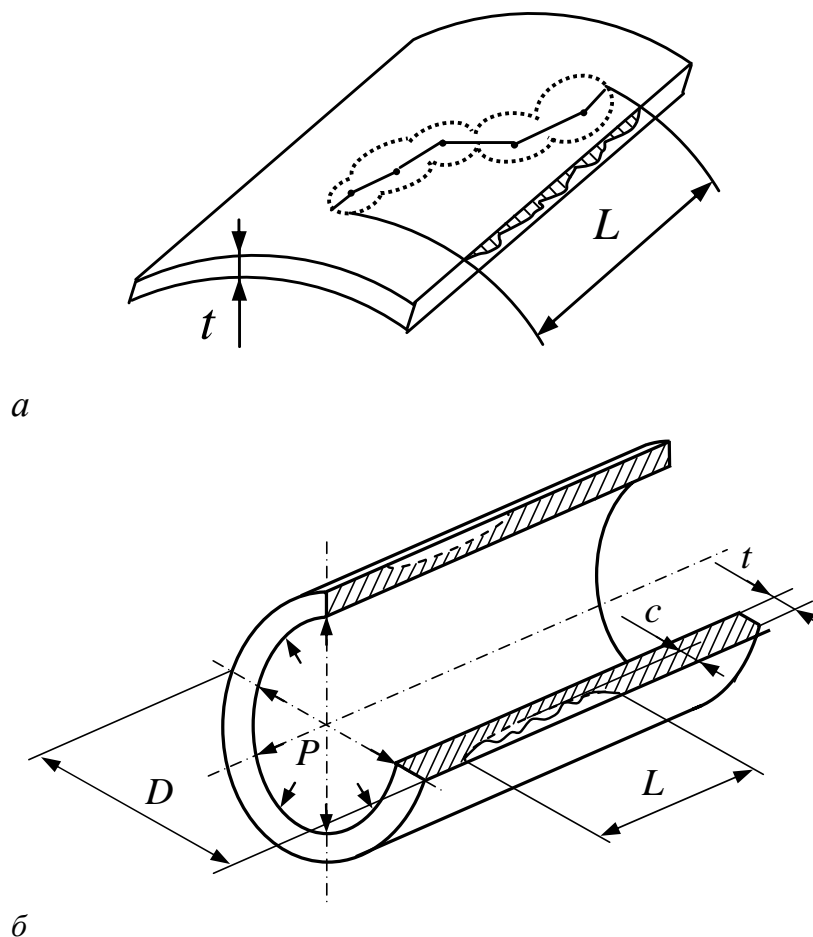


Рис. Эксплуатационный дефект на внешней стороне трубы (а) и схематическое представление коррозионного дефекта в стенке трубы (б)

За базовую формулу принята формула определения разрушительного давления длительно эксплуатируемого газопровода [2]. С учетом деградации физико-механических свойств стали данная формула примет следующий вид:

$$P_f = k_p \frac{2\sigma_B t}{D - 2t} \left[ \frac{1 - \frac{c}{t}}{1 - \frac{c}{qt}} \right], \quad (1)$$

где  $k_p$  – коэффициент снижения давления, учитывающий деградацию механических свойств стали в процессе эксплуатации газопровода;

$q$  – расчетный коэффициент,

$$q = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{L}{\sqrt{D_3 \delta}} \right)^2}. \quad (2)$$

Отсюда допустимая глубина трещиноподобных дефектов [с]

$$[c] = qt \left[ \frac{1 - A}{q - A} \right], \quad (3)$$

где  $A$  – расчетный коэффициент,

$$A = \frac{P_p (D - 2t)}{2\sigma_B S_r t}. \quad (4)$$

Общий ресурс работы газопровода можно определить, зная среднюю скорость развития коррозионно-механических дефектов в течение этого же срока:

$$T = \frac{[c]}{V_{серT}}. \quad (5)$$

Поскольку формула (5) содержит два неизвестных параметра – общий срок эксплуатации и среднюю скорость коррозии в течение этого срока, то расчет остаточного ресурса газопровода возможен только при реализации метода последовательных приближений относительно  $T$ .

Согласно приведенному алгоритму, выполнен расчет остаточного срока эксплуатации магистрального газопровода Тернополь – Рогатын УМГ «Львовтрансгаз». По результатам расчета он составляет 67 лет.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи неізотермічних нафтопроводів на основі фактичних режимів транспортування нафти / П.П. Янів [і др.] // Наук. нотатки. – 2010. – № 29. – С. 251 – 258.
2. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. – Det Norske Veritas, 1999.

**ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ КС  
ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ»**

**С. А. Марчук**

*ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Минск, Беларусь*

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» эксплуатирует 13 компрессорных станций (КС), 115 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной установленной мощностью 750 МВт. Десять линейных КС обеспечивают транспорт газа по магистральным газопроводам, включая пять КС газопровода «Ямал-Европа», а три КС осуществляют закачку газа в подземные хранилища.

Подходы к решению задач по обеспечению надежности и безопасности функционирования компрессорных станций определяются исходя из длительных сроков эксплуатации и высокой степени физического износа оборудования, которое эксплуатируется тридцать и более лет. Компрессорные станции газопровода «Торжок-Минск-Ивацевичи» и Осиповичского ПХГ вводились в эксплуатацию в период с 1975 по 1983 гг., износ оборудования на данных КС в среднем составляет 80 – 85%.

Комплексный подход к решению вышеназванных задач предполагает реализацию мероприятий по диагностическому обслуживанию технологических газопроводов и оборудования КС с применением современных методов диагностики с целью продления назначенного ресурса и определения сроков безопасной эксплуатации.

На сегодняшний день сосуды, работающие под давлением, со сроком эксплуатации более 20 лет (87 единиц), АВО газа со сроком эксплуатации более 16 лет (65 единиц) и технологические газопроводы со сроком эксплуатации более 20 лет прошли повторное техническое диагностирование. По каждому из объектов создана база технических данных, позволяющая выполнять мониторинг результатов испытаний и измерений, проведенных при техническом диагностировании.

Сейчас можно говорить о том, что созданная система комплексного диагностического обслуживания оборудования компрессорных станций как единого объекта позволяет:

- POLITSKSU
- оценить техническое состояние объектов;
  - определить возможность и сроки дальнейшей безопасной эксплуатации;
  - при необходимости принять оперативные меры по ремонту оборудования и приведению его технического состояния в соответствие с нормативными требованиями;
  - своевременно прекратить эксплуатацию потенциально опасного оборудования.

В рамках данной системы разработана нормативная база (стандарты предприятия, положения, инструкции, методики), в соответствии с которой выполняются следующие виды диагностических работ на различных уровнях, как в порядке текущей эксплуатации, так и с привлечением специализированных организаций или собственных лабораторий:

- оперативное определение текущего технического состояния оборудования (в соответствии с инструкциями об оперативном обслуживании КС);
- контроль и анализ рабочих параметров ГПА и основного технологического оборудования, ежедневный экспресс-анализ состояния газотурбинных двигателей и газовых компрессоров, при необходимости с привлечением специалистов заводов-изготовителей;
- анализ вибрационного состояния ГПА по показаниям штатных систем и СДКО. Ежегодно оформляются расширенные отчеты о вибрационном состоянии парка ГПА с газотурбинным приводом в соответствии с положением о вибрационном мониторинге ГПА. При необходимости привлекаются специалисты разработчика СДКО;
- визуальные внутренние осмотры оборудования с помощью современных эндоскопических систем в соответствии с методиками заводов-изготовителей, позволяющие определять степень повреждений труднодоступных деталей и узлов, например, элементов камер сгорания, элементов проточной части ГТД;
- толщинометрия соединительных элементов технологических газопроводов, в среднем около 1500 элементов в год;
- акустико-эмиссионное диагностирование технологических газопроводов (3000 – 5000 м.п. в год) на предмет обнаружения развивающихся дефектов и АВО газа (25 – 30 в год) с целью продления назначенного срока службы;
- диагностирование с целью продления назначенного ресурса (срока службы) по специально разработанным методикам для каждого типа

оборудования. Ежегодно продлевается ресурс 2 – 3 газовым компрессорам и срок службы 15 – 20 сосудам, работающим под давлением;

– внутритрубное диагностирование технологических газопроводов (около 2000 м.п. в год) с помощью телеуправляемого диагностического комплекса. По результатам оценки обнаруженных дефектов специализированные научные учреждения Республики Беларусь выдают заключения о возможности дальнейшей эксплуатации и способах ремонта газопроводов;

– обследование тройниковых соединений узлов подключения входного и выходного шлейфов КЦ;

– периодические контрольные измерения ТПО технологических установок и технологических газопроводов;

– работа в информационной системе о техническом состоянии объектов «Инфотех».

**УДК 622.692**

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ НА НАПРЯЖЕННОСТЬ МАГНИТНОГО ПОЛЯ**

**Е. С. Прокопенко**

*ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный  
технический университет», Ухта, Россия*

В работе были проведены исследования для оценки влияния изменений механических напряжений на показания приборов, основанных на методе магнитной памяти металла. Сущность эксперимента заключается в ступенчатом увеличении напряжений в теле трубы с одновременным фиксированием напряженности магнитного поля (НМП)  $H_p$  в определенных точках стенда.

В рамках исследований был использован лабораторный стенд, представляющий собой модель трубы диаметром 325 мм и толщиной стенки 8 мм, изготовленный из стали 14ХГС. Стенд изображен на рисунке.

Трубный элемент 3 жестко защемлен в левой опоре, а правая – позволяет ей вращаться вокруг своей оси. При действии домкрата 1 в трубе создается изгиб, в результате чего на верхней образующей возникают растягивающие напряжения, а на нижней – сжимающие. Домкрат 2 через приваренный к трубе рычаг создает крутящий момент и, как следст-

вие, касательные напряжения. Таким образом, стенд позволяет смоделировать одноосные и плоское напряженные состояния: растяжение, сжатие, сдвиг. Точки контроля выбраны в местах возникновения максимальных напряжений – на верхней и нижней образующей трубы в области домкрата 1.

Напряжения создавались в интервале от 0 до 200 МПа с шагом 25 МПа. Контроль возникаемых напряжений осуществлялся с помощью электротензометрии. Для измерения данных диагностики НДС лабораторного стенда с применением метода магнитной памяти металла использовался прибор ИКН-2М-8 с устройством (датчиком) типа 2М.

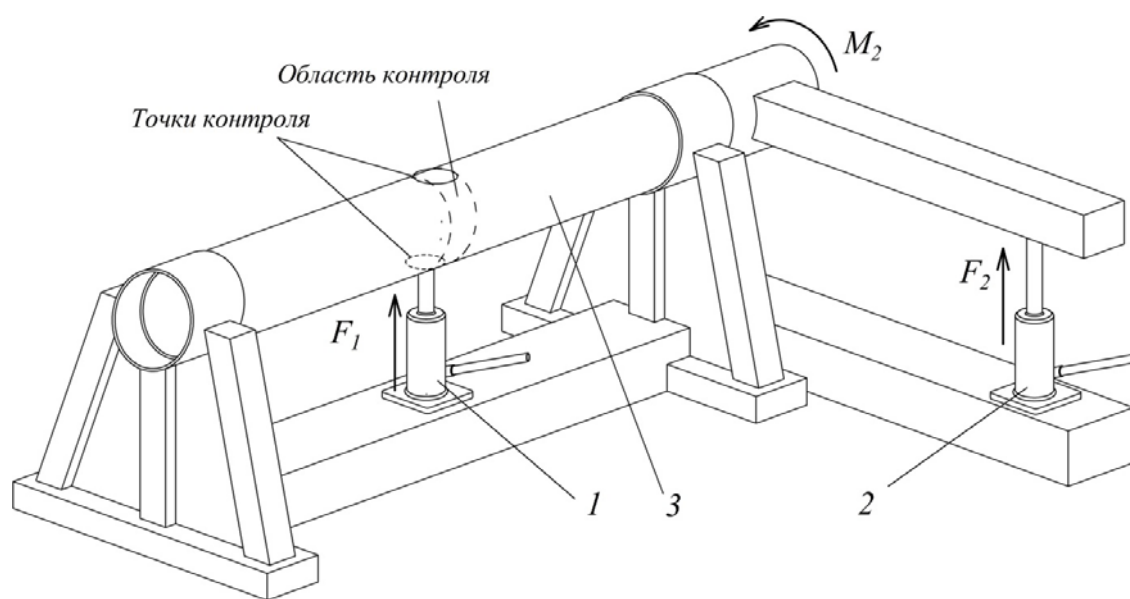


Рис. Схематичное изображение лабораторного стенда

На каждом шаге нагружения НМП фиксировалась в выбранных точках контроля в восьми направлениях с равным шагом в  $45^{\circ}$ , оценивая изменения напряженности по всей окружности. На каждом направлении при заданной нагрузке измерения проводили не менее 3 раз.

В ходе анализа полученных данных было выявлено, что данный метод в большей степени чувствителен к сжимающим напряжениям по сравнению с растягивающими. Также была замечена переориентация магнитного поля с ростом нагрузки вдоль оси главных напряжений при сжимающих и касательных напряжениях.

По результатам исследования были построены регрессионные модели для каждого из видов нагруженного состояния, которые позволяют проводить оценку напряженного состояния на основе магнитометрического контроля.

## **ВЛИЯНИЕ ПОВТОРЕНИЯ ПРОЦЕДУРЫ ИЗМЕРЕНИЯ НА ВРЕМЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ВОЛН В СТАЛЬНОМ ОБРАЗЦЕ**

**П. В. Благовисный, И. Н. Андронов**  
*ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный  
технический университет», Ухта, Россия*

Для достижения цели диагностики – определения технического состояния выбранного элемента контроля – на объектах магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа применяют целый спектр методов неразрушающего контроля (НК). Среди всего многообразия методов согласно [1] наиболее распространенными по природе образования являются: магнитные, радиографические и акустические.

Объективное предпочтение – на стороне акустических методов. Главное его преимущество заключается в том, что метод является прямым, т.е. используются механические воздействия (упругие волны) той же природы, что и свойства материала.

Под общим названием «акустические» применяются различные методы НК исходя из поставленных целей и задач. Поскольку полная оценка технического состояния эксплуатирующего ответственного технического объекта в ряде практически важных случаев невозможна без оценки напряженно-деформированного состояния, в котором находится его материал [2], в статье выделен и рассмотрен метод акустоупругости, состоящий в зависимости скорости распространения ультразвуковых волн в материале от напряженного состояния [3], который позволяет определять значения напряжений при одноосном и плосконапряженном состоянии материала объекта контроля (ОК). Заявленная точность метода согласно [4] составляет 18%.

В лаборатории УГТУ проведены эксперименты, в которых с помощью измерителя механических напряжений ИН-5101А на образцах из стали 3 получены значения времени распространения различных типов акустических волн. Точность измерения времени составила  $10^{-11}$  с.

Результаты экспериментов свидетельствуют, что при многократном механическом воздействии (возбуждении упругой волны) в одной точке ОК время распространения волны уменьшается (волна «разгоняется») (рис.).



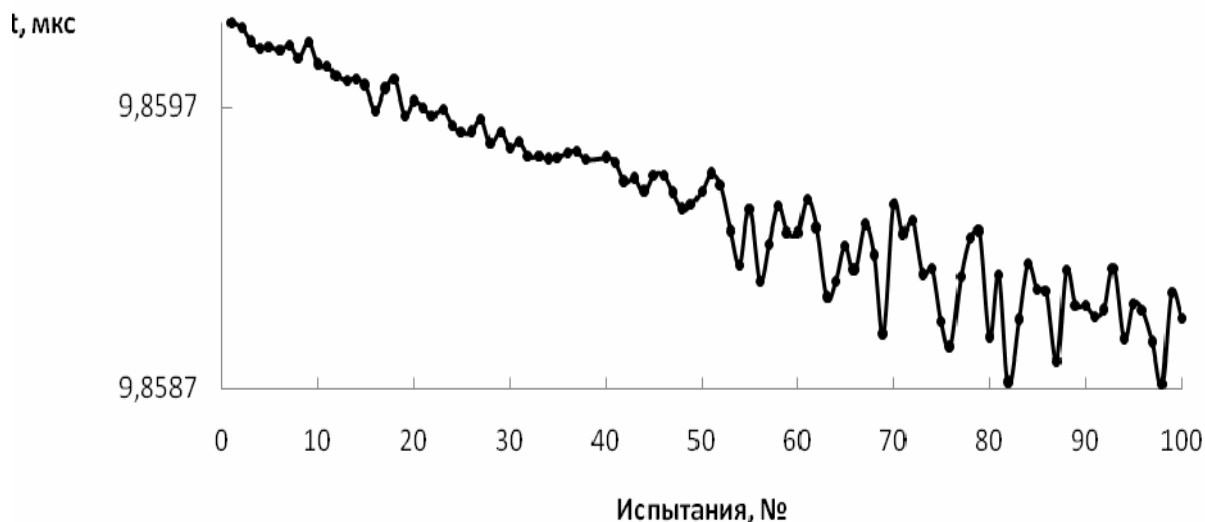


Рис. Зависимость времени распространения сдвиговой волны продольной поляризации от числа испытаний

После ста прохождений время распространения уменьшается на величину порядка 1 нс. Что касается оборудования ИН-5101А, то он использует трехканальные пьезоэлектрические преобразователи, следовательно, в этом случае необходимо учитывать погрешность по трем используемым волнам.

Кроме того, в статье приводятся описанные ранее результаты опытов спустя различные промежутки времени. Результаты этих опытов предполагают наличие времени восстановления до первоначального (до первого подхода испытаний) характера поведения волн в материале. Что указывает на необходимость корректировки в акустических методах НК.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 18353-79: Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
2. Углов, А.Л. Акустический контроль оборудования при изготовлении и эксплуатации / А.Л. Углов // Нижегород. фил. Ин-та машиноведения им. А.А. Благодирова РАН. – М. : Наука, 2009. – 279 с.
3. Никитина, Н.Е. Акустоупругость. Опыт практического применения / Н.Е. Никитина. – Н. Новгород: ТАЛИАМ, 2005 – 208 с.
4. Элементы конструкционные магистральных газопроводов. Методика измерений механических напряжений методом акустоупругости: а. с. № 739/01.00269/2011 от 23 нояб. 2011 г.

## ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА ГАЗОТУРБИННЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Д. Н. Фурса

*Филиал «Инженерно-технический центр  
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Минск, Беларусь*

Одной из важнейших задач для развития газовой отрасли является повышение уровня надежности газового оборудования. Основным оборудованием на компрессорных станциях являются газоперекачивающие агрегаты. От их надежности напрямую зависят поставки запланированных объемов газа зарубежным и отечественным потребителям.

На объектах ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» установлены 32 ГПА с газотурбинным приводом (газопроводы: «Ямал-Европа» – 26; «Торжок-Минск-Ивацевичи» – 6). Установленная мощность ГПА с газотурбинным приводом составляет более 450 МВт.

Для определения технического состояния газотурбинных ГПА используются следующие виды диагностики:

- вибрационная диагностика;
- параметрическая диагностика;
- экологический мониторинг;
- трибодиагностика (мониторинг продуктов износа в масле на линии откачки).

Параметрическая диагностика заключается в проведении теплотехнических испытаний ГПА на различных режимах работы. В процессе испытаний фиксируются необходимые параметры работы оборудования. Замеры производятся как с помощью штатной аппаратуры, так и образцовыми приборами. Полученные данные используются в термодинамических расчетах, по результатам которых можно сделать выводы о техническом состоянии ГПА.

По результатам диагностики определяются КПД двигателя, политропный КПД нагнетателя и коэффициенты технического состояния оборудования.

Параметрической диагностикой газотурбинных ГПА мы занимаемся только второй год. За это время была наработана небольшая база показаний, которые в последующем будут использованы для оценки динамики

состояния ГПА. Однако наши специалисты столкнулись с рядом трудностей, влияющих на качество проводимой диагностики.

Основной проблемой является погрешность при измерении необходимых параметров. Допустимая погрешность штатной аппаратуры может внести значительные отклонения в конечный результат. Так, например, погрешность при измерении температуры газа в нагнетателе на  $1^{\circ}\text{C}$  дает отклонение при расчете политропного КПД на 7 – 8%. На время испытаний установить везде образцовые приборы физически невозможно. Поэтому необходимо исключить хотя бы основные источники погрешности, которыми являются:

- измерение температуры газа на входе и выходе центробежного нагнетателя. Штатные термопреобразователи имеют диапазон измерения от  $-50$  до  $+500^{\circ}\text{C}$ , что просто не востребовано. Аварийная защита срабатывает при температуре газа  $+80^{\circ}\text{C}$ . Имея более широкий диапазон измерения у датчика, мы получаем и большую погрешность. В связи с этим при диагностике мы используем образцовый прибор для измерения температуры в этих точках;

- измерение расхода газа через центробежный нагнетатель. Расход газа не используется в коммерческих целях, а больше для индикации. Поэтому конфузор не поверяется, а расчет расхода газа по перепаду давления на конфузоре весьма приблизительный (без учета коэффициента сжимаемости газа). Однако установить образцовый прибор для измерения расхода газа (например, ультразвуковой расходомер) затруднительно. Обусловлено это тем, что в обвязке ГПА отсутствуют прямолинейные участки трубопроводов нужной длины для нормализации потока газа.

На российских компрессорных станциях широко используются измерители крутящего момента (мощности). С их помощью можно достаточно точно определить расход транспортируемого газа. Также уточняется расчет двигателя, т.к. мощность определяется непосредственно на валу, а не рассчитывается по косвенным показателям.

Для получения более полной картины о техническом состоянии ГПА в ближайшей перспективе планируется:

- сопоставлять данные параметрической и вибрационной диагностики;
- проводить тепловизионный контроль оборудования;
- измерение выбросов вредных веществ.

УДК 622.691.4

## МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УЧАСТКОВ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

**А. И. Ксенич**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Математическое моделирование сложных газодинамических процессов, протекающих в газораспределительных сетях, сопряжено с существенными трудностями. Значительная разветвленность, достаточно непростая геометрическая структура систем газоснабжения, наличие путевых и значительных сосредоточенных отборов газа существенно усложняют проведение проектных и эксплуатационных расчетов, что ставит под сомнение их достоверность, а следовательно, и надежность эксплуатации газораспределительных сетей.

На данное время гидравлические расчеты систем газоснабжения в Украине проводятся согласно рекомендациям ДБН В.2.5-20:2001 [1]. В данном нормативном документе приняты некоторые допущения с целью облегчения проведения расчетов, что в определенной мере влияет на их достоверность. В частности, при прогнозировании распределения газа принята модель газопровода с равномерным и непрерывным отбором газа по длине:

$$Q_p = Q_m + 0,5Q_n, \quad (1)$$

где  $Q_n$  – путевой расход газа, который отбирается размещенными по длине газопровода путевыми потребителями газа;

$Q_m$  – транзитный расход газа, который не используется на данном газопроводе, а проходит по нему транзитом для использования на размещенных далее за движением газа участках газовой сети.

Поскольку потребители отбирают газ из участков газовых сетей сосредоточенно, возникает проблема оценки величины погрешности при использовании модели равномерного и непрерывного отбора газа (1) по отношению к модели сосредоточенного отбора газа.

Проведенные расчеты засвидетельствовали, что величина недостоверности вычисления перепада давления газа на участке газовых сетей при условии использования модели (1) существенно зависит от числа потребителей газа на участке  $n$  и части путевого расхода  $k$  и составляет от 2 до 70%.

Анализ структуры систем газоснабжения населенных пунктов Украины дает возможность утверждать, что для подавляющего большинства участков газораспределительных сетей низкого давления часть путевого расхода составляет от 0,2 до 1, а количество отборов газа на типичном участке – от 5 до 20 шт. Это свидетельствует о том, что погрешность прогнозирования перепадов давления газа на участках будет колебаться в пределах от 3 до 37%. Такая существенная неточность предопределяет необходимость разработки методов уточнения проектных и эксплуатационных параметров работы систем газоснабжения.

Предложено использование корректирующего коэффициента  $k_z$ , что дает возможность уточнить значение перепада давления газа на участке сетей при условии использования модели равномерного непрерывного распределения расхода газа (1) по длине газопровода

$$\Delta P_c = \frac{\Delta P_p}{1 - k_z}, \quad (2)$$

где  $\Delta P_p$  – перепад давления газа определен с использованием модели распределения газа (1).

Зависимость коэффициента  $k_z$  от части путевого расхода  $k$  и количества сосредоточенных потребителей газа  $n$  с высокой достоверностью может быть описана зависимостью

$$k_z = A \cdot n^b, \quad (3)$$

где  $A$ ,  $b$  – коэффициенты, значение которых могут быть определены по следующим формулам:

$$A = -0,19k^2 + 0,867k, \quad (4)$$

$$b = 0,633k - 1,004. \quad (5)$$

Использование предложенного метода уточнения технологических параметров работы систем газоснабжения уменьшает вероятность возникновения аварийных режимов их работы и дает возможность с большей достоверностью прогнозировать значение энергетических параметров работы участков.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ДБН В.2.5-20-2001. Газоснабжение. Инженерное оборудование домов и сооружений. Внешние сети и сооружения. – [Действ. от 2001-09-01]. – Киев: Госстрой Украины, 2001. – 286 с.

**ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ  
МЕЖЦЕХОВЫХ КОММУНИКАЦИЙ, ШЛЕЙФОВ  
И УЗЛОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ  
С ЦЕЛЬЮ ПРОДЛЕНИЯ СРОКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**Р. П. Санцевич**

*Филиал «Оршанское управление магистральных газопроводов  
ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Орша, Беларусь*

Безопасная и эффективная эксплуатация компрессорных станций ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» напрямую зависит от своевременной и достоверной диагностики газопроводов, выполненной современными средствами неразрушающего контроля.

Материальные и технические затраты на проведение внутритрубной диагностики (ВТД) технологических трубопроводов КС (ТПО КС) существенно ниже затрат, необходимых на полное вскрытие подземных участков ТПО КС, сопровождаемое значительными земляными работами, а также снятием и повторным нанесением изоляционного покрытия.

Целями проведения ВТД являются:

1. Получение оперативной информации о техническом состоянии ТПО КС, местонахождении и степени развития дефектных мест, необходимости и объемах ремонтно-восстановительных работ.
2. Ранжирование КС по техническому состоянию технологических трубопроводов для планирования капитальных ремонтов ТПО КС на основе результатов и других диагностических обследований, таких как электрометрия и акустическая эмиссия.
3. Получение оперативной информации о состоянии внутреннего пространства ТПО КС при проведении работ по сплошной переизоляции, а также перед вводом новых КС в эксплуатацию.
4. Проведение предпроектного обследования подземных трубопроводов КС с целью определения объемов работ по реконструкции ТПО КС.
5. Определение технического состояния трубопроводов в труднодоступных местах при невозможности проведения контроля снаружи или невозможности применения диагностических приборов, используемых на линейной части магистральных газопроводов.

Внутритрубное обследование (ВТО) является самостоятельным видом ВТД и проводится с целью обнаружения во внутреннем пространстве

ТПО различных загрязнений и посторонних предметов, а также для получения информации о геометрии подземной части ТПО КС, фактическом месторасположении сварных швов и запорной арматуры.

Извлечение из трубопровода загрязнений, обнаруженных при ВТО, повышает эффективность работы КС благодаря снижению гидравлического сопротивления трубопроводов.

С 2004 г. по настоящее время, для оценки технического состояния ТПО КС проводится ВТД с применением телеуправляемого диагностического комплекса (ТДК).

ТДК способен перемещаться внутри технологических трубопроводов на расстояние до 500 м с загрузкой через вскрытый обратный клапан Ду 700 – 1000 мм или люк-лаз с диаметром отверстия не менее 500 мм с обеспечением возможности диагностики как сложных горизонтальных, так и вертикальных участков трубопроводов Ду 700 – 1400 мм.

Кроме ВТО при применении ТДК осуществляются:

- визуальный и измерительный контроль монтажных кольцевых сварных швов;
- электромагнитно-акустический контроль прямого и совмещенного вводов ультразвукового импульса в тело трубы, позволяющий выявить такие дефекты, как непровары, подрезы, раковины, утяжины сварных соединений, поры, расслоения, ликвации металла внутреннего тела трубы, а также потери металла на наружной поверхности трубопровода (сплошная и язвенная коррозия, забоины и пр.);
- ультразвуковая толщинометрия (электромагнитно-акустический метод) соединительных деталей трубопроводов (эрозийный износ).

# **V. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СООРУЖЕНИИ, РЕКОНСТРУКЦИИ, МОДЕРНИЗАЦИИ И РЕМОНТЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

**УДК 621.642**

## **АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ И ПРИЧИН АВАРИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**

**Г. Г. Васильев, А. П. Сальников**

*ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа  
имени И. М. Губкина», Москва, Россия*

На сегодняшний день стальные вертикальные резервуары все еще остаются одними из наиболее опасных промышленных объектов. При этом аварии резервуаров приводят к тяжелым материальным, экологическим и социальным последствиям. Так, в экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 500 и более раз первичные затраты на сооружение резервуаров [1].

Наибольшей полнотой и проработкой в области анализа причин полного и частичного разрушения резервуаров отличаются работы В.Б. Галеева, П.А. Коновалова, Р.А. Мангушева, А.А. Землянскогo, А.А. Тарасенко, И.М. Розенштейна и Х.М. Ханухова.

Авторский коллектив П.А. Коновалова, Р.А. Мангушева, А.А. Землянскогo и др. провел натурные и априорные литературные исследования 213 аварийных резервуаров [2, 3]. Результаты исследования показали, что одной из основных причин разрушения резервуаров являются недопустимо большие и неравномерные осадки грунтового основания, на долю которых приходится 46,5% от общего числа аварий.

А.А. Тарасенко также высказал мнение о том, что осадка резервуара является одной из основных причин разрушения РВС. Автор обобщил известную ему информацию об авариях на 46 резервуарах [4]. При этом на долю неравномерной осадки приходится 13,1% от общего числа аварий.

Интерес представляет и анализ аварийности, проведенный Х.М. Хануховым и А.В. Алиповым. Ими были проанализированы аварии, произошедшие в периоды с 1965 по 1995 гг. и с 2002 по 2010 гг. Анализ аварий



первого периода проводился по опубликованным в работах других авторов данным и охватил 65 аварий. Анализ причин аварий, произошедших в период с 2002 по 2010 гг., проводился по публикациям в журнале «Безопасность труда в промышленности». Всего за указанный период было зарегистрировано 54 аварии [5]. В результате исследования было установлено, что в первый период на долю осадки основания приходится 1,5% от общего числа аварий, а во второй – 6%.

Одними из наиболее полных исследований разрушения РВС в настоящее время являются исследования И.М. Розенштейна и В.Б. Галеева. Однако предложенные ими классификации причин разрушения РВС не указывают на относительную роль каждого фактора.

Проанализировав статистические данные об авариях вертикальных стальных резервуаров, рассмотренные в работах этих авторов, и обобщив выделяемые ими причины, можно указать несколько основных причин разрушения резервуаров: хрупкое разрушение стенки резервуара; нарушение правил промышленной безопасности и требований при эксплуатации и ремонте резервуаров; нарушение технологии изготовления и возведения резервуаров; осадка резервуаров; коррозионный износ; нарушение условий гидроиспытаний.

Как следует из приведенного обзора, одной из основных причин разрушения резервуаров, особенно на слабых грунтах, является осадка резервуара (равномерная и неравномерная). В зависимости от автора исследования на долю осадки, как причины разрушения РВС, приходится от 2 до 46% от общего количества аварий. Такая большая разница объясняется в основном тем, что различные исследования авторов были направлены на различные цели и ими выделялись различные критерии для классификации причин разрушения РВС, а анализ выполнялся по имеющимся у каждого автора данным.

Однако несомненным остается факт, что осадка основания входит в перечень основных причин разрушения вертикальных стальных резервуаров. Поэтому остается актуальной необходимость ведения систематического мониторинга за пространственным положением резервуаров.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Кондрашева, О.Г. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров / О.Г. Кондрашева, М.Н. Назарова // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 2. – С. 36 – 43.
2. Коновалов, П.А. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований / П.А. Коновалов. – М.: Ассоциация строительных вузов, 2009. – 336 с.

3. Землянский, А.А. Принципы конструирования и экспериментально-теоретические исследования крупногабаритных резервуаров: дисс. ... д-ра техн. наук / А.А. Землянский. – Балаково, 2006.

4. Тарасенко, А.А. Разработка научных основ методов ремонта вертикальных стальных резервуаров: дисс. ... д-ра техн. наук / А.А. Тарасенко. – Тюмень, 1999.

5. Ханухов, Х.М. Нормативно-техническое и организационное обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных конструкций / Х.М. Ханухов, А.В. Алипов // Предотвращение аварий зданий и сооружений [Электронный журнал]. – 2011.

**УДК 621.643**

## **АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОСТИ ОПОР ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

**Г. Г. Васильев, А. А. Шамукаева**

*ФГБОУ ВПО «Российский государственный университет нефти и газа  
имени И. М. Губкина», Москва, Россия*

Около 65% территории Российской Федерации занимает криолитозона, включающая многолетнемерзлые породы (ММП). Сегодня в этих непростых условиях активно развивается и разрабатывается большая часть российских месторождений углеводородов. Несмотря на длительный опыт освоения Крайнего Севера основной проблемой все еще остается устройство оснований и фундаментов нефтегазовых объектов, требующее новых подходов, учитывающих природные, технические и экологические факторы.

Определенную проблему для анализа представляет политика конфиденциальности частных нефтегазовых компаний в отношении аварийности при проведении работ в районах ММП, что не позволяет создать целостную картину, отражающую масштабы нерешенных задач. По неофициальным данным около 23% отказов технических систем и 30% потерь добычи углеводородов происходит по причине техногенного воздействия на ММП [1].

Добыча углеводородов в условиях ММП неизбежно ведет к увеличению расстояния между устьями скважин и площади кустовых площадок, а следовательно, к росту стоимости земляных работ. Это связано с формированием ореолов растепления, оттаивания ММП вокруг стволов скважин и образованием приустьевых воронок. Практика показала, что уже через 2 – 3 года эксплуатации при температуре продукта +10...+15 °С формируется приустьевая воронка радиусом 2 – 4 м. На 20 – 25 год эксплуатации радиус ворон-

ки увеличивается до 10 – 20 м. Таким образом, вопрос по обеспечению устойчивости свайных опор трубопроводов обвязки газо- и нефтедобывающих скважин на ММП остается открытым, поскольку существующие технические предложения решают его лишь при определенных условиях.

Согласно [3], при размещении куста на ММП необходимо в каждом случае рассчитывать радиусы протаивания, учитывая температуру флюида и характеристику разреза. [4] при данных условиях устанавливает расстояние между устьями скважин не менее двух приустьевых радиусов растепления. В итоге расстояние между устьями соседних скважин составляет порядка 20 – 40 м (Заполярье, Ямбургское месторождения).

Поскольку значения радиусов растепления достаточно велики, в зону протаивания ММП неизбежно попадают свайные опоры выкидных линий. Свайные опоры выкидных линий, находящиеся в области формирования воронок, оседают на 30 – 50 см ежегодно. За границей воронок происходит постепенное оттаивание ММП и увеличение глубины деятельного слоя сезонного оттаивания-промерзания [2]. Результатом растепления грунтов является не только нарушение устойчивости скважин, но и провисание выкидных линий на крановых узлах скважин и, как следствие, разгерметизация фланцевых соединений.

Сегодня на месторождениях с проблемой растепления и потери устойчивости ММП борются путем применения охлаждающих сезоннодействующих устройств (естественно действующих термостабилизаторов), установленных либо вокруг устья скважины (патент РФ № 2166586, 27.10.2000), либо около свайных опор обвязки трубопроводов, находящихся вблизи добывающей скважины (патент РФ № 2390621, 27.05.2010). Основным недостатком подобных установок является их периодическое действие – функционирование только в зимний период за счет отрицательных температур воздуха, в летний же период, когда температура на поверхности становится положительной, их действие прекращается, и температура грунта начинает расти. Таким образом, для того чтобы сохранить грунт в мерзлом состоянии, необходимо создать определенный температурный запас вокруг скважины (свайной опоры). В условиях влияния теплой скважины последнее возможно лишь при большом количестве термостабилизаторов и за пределами области активного тепловыделения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Кравец, А.Г. Вечная мерзлота добыче и газу не помеха [Электронный ресурс] / А.Г. Кравец. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа: <http://rosnedra.info/projects/vechmerzlota/>

2. Кутвицкая, Н.Б. Обеспечение устойчивости добывающих скважин в условиях распространения вечномёрзлых грунтов [Электронный ресурс] / Н.Б. Кутвицкая, А.В. Рязанов, А.Г. Дашков. – Электрон. текст. дан. – Режим доступа: <http://www.fundamentproekt.ru/publications/pub034.html>

3. РД 08-435-02. Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте. – Москва, 2002.

4. О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения нефти и газа: Проект технического регламента. Проект Федерального закона.

**УДК 622.691.4:620.194.2**

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕТЕРОГЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА СТАЛИ ТРУБ, ПОВРЕЖДЕННЫХ СТРЕСС-КОРРОЗИЕЙ**

**Е. А. Спиридович, Р. В. Агиней, А. Ю. Михалёв**  
*ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия*

Стресс-коррозия труб магистральных газопроводов на сегодняшний день является одной из главных угроз надежности газотранспортных систем. Согласно существующим представлениям, причиной возникновения КРН является комплексное воздействие на металл трубопровода ряда внешних факторов [1], также отмечается роль качества самого металла, в частности, в качестве одной из возможных причин предрасположенности металла труб к стресс-коррозии часто называют наличие примесей.

В 2014 г. специалистами Центра прочности, надежности и диагностики трубопроводов и технических устройств ОАО «Гипрогазцентр» были проведены комплексные диагностические работы на участке одной нитки магистрального газопровода «Уренгой-Ужгород», расположенном на территории Нижегородской области. В ходе выполнения работ по капитальному ремонту участка с полной переизоляцией специалистами подрядных организаций были выявлены многочисленные стресс-коррозионные дефекты, представленные сетками трещин глубиной 1,0 – 1,2 мм.

Одной из определяемых в ходе проведения диагностических работ характеристик был химический состав стали труб. Для проведения измерений использовался портативный оптический эмиссионный спектрометр ESAPORT, позволяющий определять содержание химических элементов в металле с погрешностью, не превышающей 0,005%. Определение состава

стали осуществлялось на контрольных участках с тщательно подготовленной поверхностью (рис.). Первый контрольный участок расположен в непосредственной близости с сеткой стресс-коррозионных трещин, последующие отстоят друг от друга на расстоянии 100 мм и ориентированы параллельно оси трубопровода.



Рис. Дефектная труба с участками контроля

На каждом контрольном участке проводилось по два измерения, для последующего анализа принималось среднее значение. По результатам исследования было установлено, что металл зоны стресс-коррозионных трещин и контрольного участка характеризуется значительной гетерогенностью состава.

На указанных участках отмечается повышенное содержание следующих элементов относительно средних значений прочих участков контроля: углерода – в 3 – 3,5 раза, алюминия – 1,6 – 1,9 раз, вольфрама – 6 раз, меди – 1,6 раза, свинца – 6,5 – 7 раз. В то же самое время отмечается снижение содержание железа с 97,5 до 96%.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- участки поверхности труб, поврежденные стресс-коррозией, характеризуются гетерогенностью химического состава металла;
- очаги возникновения и развития стресс-коррозионных дефектов на обследованном трубном элементе характеризуются повышенным содержанием легирующих элементов и примесей;

– на поврежденных участках отмечается тенденция замещения железа углеродом, что может являться причиной возникновения зон локального охрупчивания, снижающих стойкость металла к воздействию факторов, провоцирующих стресс-коррозию.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Пужайло, А.Ф. Анализ данных о состоянии участка магистрального газопровода с целью выявления факторов, влияющих на возникновение и развитие стресс-коррозионных дефектов / А.Ф. Пужайло, Е.А. Спиридович // Журнал нефтегаз. стр-ва. – 2013. – № 3. – С. 36 – 39.

УДК 621.642.39.03

### **РАСЧЕТ УСИЛЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ДНИЩА ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ПОДЪЕМА ГИДРОДОМКРАТАМИ**

**П. В. Чепур<sup>1</sup>, С. В. Чирков<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,  
Тюмень, Россия*

<sup>2</sup>*ОАО «Гипротрубопровод», Москва, Россия*

При проведении ремонта фундамента вертикальных стальных резервуаров методом подъема инженеры сталкиваются с проблемой значительных прогибов центральной части днища. Так, для РВС-20000 диаметром 45,6 м максимальный прогиб в центре составляет около 3 м. Авторы для решения данной проблемы проанализировали мировой опыт усиления днища резервуара одним из наиболее перспективных способов – натяжением системы тросов. Такой метод используется американской компанией MTS (Mix bros. Tank services) в своих проектах, что позволяет им проводить не только подъем и опускание резервуаров, но и их пространственное перемещение [1].

Однако данные методики подъема разработаны для резервуаров, построенных по стандартам Американского института нефти (API 650), и не могут быть использованы для отечественных конструкций РВС. В России вопросы проектирования, строительства и ремонта резервуаров жестко регламентированы ГОСТ и другими ведомственными документами, что не позволяет использовать для решения задач зарубежную нормативную документацию [2]. На одном из объектов магистрального транспорта нефти

Западной Сибири возникла необходимость ремонта фундамента РВС-20000 с подъемом резервуара. Авторы решили усилить днище и окрайку системой тросов перед подъемом, однако для этого необходимо выполнить теоретическое обоснование метода для металлоконструкций РВС-20000.

В работе предлагается определить необходимое количество и диаметр натяжных тросов, установить наиболее рациональную конфигурацию точек крепления к днищу. Для этого использован программный комплекс ANSYS, реализующий метод конечных элементов. Геометрическая модель днища и окрайки резервуара РВС-20000 выполнена в модуле ANSYS DesignModeller. Расчетная схема отражает реальные граничные условия и нагрузки, действующие при подъеме РВС. Окрайка резервуара жестко закреплена по внешнему контуру; стык центральной части днища и окрайки представляет собой сварной нахлесточный шов, моделируемый связанным контактом типа «bonded» и конечными элементами TARGE170 и CONTA175. Окрайка и днище имеют толщину 6 мм, моделируются оболочечными конечными элементами SHELL181. Узлы крепления тросов к центральной части днища представляют собой точечный контакт, для которых задается нулевая свобода перемещения. Для выбора оптимального количества точек крепления тросов была решена задача оптимизации. Оптимальное количество точек усиления – 86 шт.

Получены следующие результаты исследования:

- создана конечно-элементная модель окрайки и днища резервуара РВС-20000 для случая подъема резервуара;
- расчетная максимальная величина усилия на 1 трос при подъеме РВС-20000 составила:  $F = 16,53$  кН. Выбрана марка и диаметр троса для усиления днища РВС. Диаметр троса составил 6,4 мм, выбран по ГОСТ 3066-80 с разрывным усилием не менее 30,15 кН;
- проанализировано изменение напряженно-деформированного состояния днища и окрайки при подъеме резервуара. Максимальные напряжения возникают в зоне контакта днища и тросов: максимальные действующие напряжения в поверхностном слое составляют 123,1 МПа, при этом напряжения в нейтральном слое не превышают 7 МПа;
- рассчитано значение запаса прочности днища и окрайки по пределу текучести. Значение варьируется в пределах:  $FS = \{2,64..15\}$ .

Полученная модель верифицирована методом, описанным в [3], и может быть использована в качестве расчетно-теоретической основы для практического использования при подъеме резервуара с целью ремонта фундамента либо исправления неравномерной осадки [4].

## ЛИТЕРАТУРА

1. Тиханов, Е.А. Оценка экономической эффективности капитального ремонта основания вертикального стального резервуара методом перемещения / Е.А. Тиханов, А.А. Тарасенко, П.В. Чепур // *Фундамент. исследования.* – 2014. – № 6 (Ч. 2). – С. 330 – 334.
2. Тарасенко, А.А. Обоснование необходимости учета истории нагружения конструкции при ремонте фундамента с подъемом резервуара / А.А. Тарасенко, П.В. Чепур, С.В. Чирков // *Безопасность труда в пром-ти.* – 2014. – № 5. – С. 60 – 63.
3. Модель резервуара в среде ANSYS Workbench 14.5 / А.А. Тарасенко [и др.] // *Фундамент. исследования.* – 2013. – № 10 (Ч. 15). – С. 3404 – 3408.
4. Тарасенко, А.А. Исследование изменения напряженно-деформированного состояния вертикального стального резервуара при развитии неравномерной осадки наружного контура днища / А.А. Тарасенко, П.В. Чепур, С.В. Чирков // *Фундамент. исследования.* – 2013. – № 10 (Ч. 15). – С. 3409 – 3413.

УДК 355.146

### **ВНЕДРЕНИЕ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ВОЙСКАХ КРАСНОЙ АРМИИ**

**В. М. Кривчиков**

*УО «Гродненский государственный университет имени Я. Купалы»,  
Гродно, Беларусь*

Рост потребности частей и соединений Красной Армии в нефтепродуктах, обусловленный увеличением количества техники, поставил горючее в разряд важнейшего вида материальных средств, непосредственно влияющего на ход и исход боевых действий. Первые нефтепродукты перевозились только наземным или водным транспортом. С ростом потребности войск в горючем потребовались более эффективные пути для решения этой проблемы. Все больше стал проявляться дефицит транспортных возможностей по подаче топлива войскам, что потребовало начать поиск альтернативных путей обеспечения горючим частей и соединений Красной Армии.

В современных вооруженных силах задачи по транспортировке топлива на большие расстояния с успехом выполняют военные трубопроводы, состоящие на вооружении трубопроводных войск.

В 1930-е годы идею применения трубопроводов для поставки топлива частям Красной Армии начало разрабатывать только что созданное Управление снабжения горючим.



Начальник Управления снабжения Красной Армии горючим Н.Н. Мовчин, разрабатывая в 1933 – 1934 гг. систему снабжения армии горючим, считал это делом «первоклассной важности, по своей значимости стоящим выше всех прочих отраслей боевого снабжения армии». По его мнению, в стране надо кроме прочего необходимо иметь подготовленную сеть нефте- и продуктопроводов [1, с. 153].

Службой горючего был составлен план-заказ на 1934 г., представленный 13 января 1934 г. Он был разработан с учетом растущих потребностей армии в технике и вооружении. Кроме топлива, групповых заправщиков топлива, различных резервуаров в заказе в гордом одиночестве присутствовал 1 комплект полевого бензопровода на 50 км – предтеча могучих и многочисленных полевых магистральных трубопроводов нашего времени [1, с. 96, 105].

Вопросы применения трубопроводов изучались и рассматривались в ходе учений войск Красной Армии. Так, 14 – 15 июля 1936 г. в районе оз. Светлого прошли учения на тему «Поджог и уничтожение склада горючего путем бомбометания с воздуха, тушение пожара и восстановление склада». Целями бомбометания являлись элементы головного склада горючего: резервуары емкостью 17 м<sup>3</sup>, контейнеры, бочки, а также заглубленные в грунт на глубину 1 м резервуары емкостью 17, 26, 88 м<sup>3</sup>, обвязка резервуаров складским трубопроводом общей длиной 353 м, трубы соединены муфтами типа «Виктолик». Всего было сброшено 200 авиабомб. Массового возгорания не было. Живучесть заглубленных резервуаров и трубопроводной обвязки были признаны достаточно высокой [1, с. 131].

Определенный опыт по организации снабжения ГСМ действующей армии был получен в ходе воссоединения западной Беларуси с БССР в 1939 г. Интересные идеи высказал комкор А.И. Еременко, будучи командиром 6-го кавалерийского корпуса. Когда корпус вышел в район г. Белостока, было организовано снабжение горючим по воздуху: сбрасывали горючее на парашютах. А.И. Еременко предложил «подумать о бензопроводах, которые можно было бы тянуть за частями на 180 – 200 км» [2, с. 41].

Великая Отечественная война дала толчок к применению трубопроводов в интересах войск. Уже в начале войны на Ленинградском фронте сложилось особо тяжелое положение с топливом, а переправа его баржами через Ладожское озеро была неэффективна. Было принято решение о прокладке трубопровода по дну Ладожского озера. Работы велись под непрерывным огнем противника, но трубопровод был построен за 43 дня.

Таким образом, 1933 – 1934 гг. в частях Красной Армии было положено начало по применению сборно-разборных трубопроводов для пере-

мещения топлива. Первоначально это были проектные изыскания и опытные образцы на учениях. Практическое развитие применения военных трубопроводов получило в годы Великой Отечественной войны.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ширшов, Г.М. Комкор Николай Мовчин / Г.М. Ширшов. – М.: Гралия С, 2006. – 288 с.
2. Еременко, А.И. В начале войны / А.И. Ереманко – М.: Наука, 1964. – 512 с.

УДК 9(476)«1930 – 1990»355.695

### **ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ПОЛЕВЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОЙСК ГОРЮЧИМ**

**С. В. Цисевич**

*УО «Гродненский государственный университет имени Я. Купалы»,  
Гродно, Беларусь*

Интенсивный рост уровня оснащённости войск техникой, а соответственно и расхода горючего для её эксплуатации, в период между Первой и Второй мировыми войнами привел к выявлению ряда существенных проблем с доставкой войскам горючего в ходе ведения боевых действий.

Для повышения возможностей существующей системы по доставке войскам горючего, организации доставки войскам горючего даже в условиях невозможности и (или) ограниченной возможности использования железнодорожного и автомобильного транспорта командованием Рабоче-Крестьянской Красной Армии уже в начале 1930-х годов был рассмотрен вопрос применения для этих целей трубопроводов и начаты работы по созданию сборно-разборных полевых трубопроводов [1, с. 96, 105; 2, с. 45].

По ряду причин соответствующие опытно-конструкторские работы были прекращены; однако опыт обеспечения войск горючим в ходе Великой Отечественной войны подтвердил актуальность и ряд преимуществ применения трубопроводов для доставки войскам горючего, а также необходимость создания и принятия на вооружение сборно-разборных полевых трубопроводов.

В послевоенный период работы по созданию сборно-разборных (полевых) трубопроводов были продолжены. В период с 1956 по 1981 гг. были

разработаны и приняты на вооружение Советской Армии 7 комплектов сборно-разборных полевых магистральных трубопроводов (далее – ПМТ) протяженностью 150 км и диаметром 100, 150 и 200 мм, производительностью от 35 до 350 м<sup>3</sup>/ч [3, с. 165 – 166; 4, с. 154].

Для организации транспортирования, развертывания, эксплуатации, свертывания ПМТ, обеспечения действий на трассах трубопроводов в 1950-е годы в составе Советской Армии были созданы трубопроводные войска. На территории Беларуси к началу 1980-х годов дислоцировалось две трубопроводных бригады и один отдельный трубопроводный батальон; в период с 1993 по 2004 гг. в ходе реформирования Вооруженных Сил Республики Беларусь они были расформированы [5, с. 7 – 12].

В процессе эксплуатации ПМТ трубопроводные части и подразделения организуют и осуществляют на трассах трубопроводов патрульно-аварийную службу с целью их охраны и обороны, своевременного выявления и устранения аварий и неисправностей.

Высокая надежность и эффективность применения ПМТ трубопроводными войсками (в т.ч. и дислоцированными на территории Беларуси) для обеспечения войск горючим были неоднократно подтверждены на практике как в ходе учений различного уровня, так и в ходе непосредственного обеспечения боевых действий войск в Афганистане в 1970 – 1980 гг. [6, с. 48, 59 – 60].

Помимо обеспечения войск горючим ПМТ могут применяться и для других целей, например, подача воды в больших количествах в зоны техногенных катастроф, масштабных лесных пожаров и т.п.

В настоящее время в ряде государств ведутся опытно-конструкторские работы по разработке новых и совершенствованию оборудования существующих ПМТ с учетом современных технологий и научных достижений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ширшов, Г.М. Комкор Николай Мовчин / Г.М. Ширшов. – М.: Гралия С, 2006. – 288 с.
2. Полотнянко, Н.А. Служба горючего Советских Вооруженных Сил (Ист. очерк) / Н.А. Полотнянко, Г.М. Ширшов, Е.В. Якушенко. – Ульяновск: типография УВВТУ, 1986.
3. Технические средства служб тыла: справочник / Мин-во обороны СССР. – М.: Военное изд-во, 1979.
4. Технические средства тылового обеспечения: справочник / Мин-во обороны Российск. Федерации – М.: Военное изд-во, 2003.

5. 70 лет службе горючего и смазочных материалов Министерства обороны Республики Беларусь: справочно-информ. материалы / Мин-во обороны Респ. Беларусь. – Минск, 2006.

6. Долгих, В.В. Горючее – скрытая энергия боевых машин: 75-летию службы горючего и смазочных материалов / В.В. Долгих. – Минск: Зималетто, 2011.

**УДК 622.692**

## **К ВОПРОСУ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЕКТИРУЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ СО СПЕЦИАЛЬНЫМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ**

**Г. Ю. Чуркин, С. Т. Алекперова**

*АНО «Агентство исследований промышленных рисков», Москва, Россия*

При реализации проектов строительства и реконструкции магистральных трубопроводов (МТ) зачастую возникает необходимость отступления от требований нормативных документов (НД). Такие отступления обусловлены тем, что новые проектируемые МТ по своим характеристикам (расчетное давление, состав транспортируемого продукта, диаметр трубопровода и др.) выходят за границы области распространения действующих НД, а реконструируемые МТ, как правило, не удовлетворяют требованиям минимальных допустимых расстояний из-за стесненных условий реконструкции, вызванных расширением инфраструктуры в районах прохождения трассы.

Согласно п. 8 ст. 6 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30 декабря 2009 г., если для подготовки проектной документации требуется отступление от требований, установленных национальными стандартами и сводами правил, то подготовка проектной документации и строительство сооружения (в нашем случае МТ) осуществляются в соответствии со Специальными техническими условиями (СТУ). При этом на практике включенные в СТУ отступления обосновывают мероприятиями, направленными на обеспечение безопасности.

Анализ и систематизация знаний о разработанных СТУ, в т.ч. о типовых отступлениях от требований НД и используемых в СТУ компенсирующих мероприятиях, является актуальной задачей для развития и закреп-

ПолотсксД  
пления в практике новых технических решений по обеспечению безопасности и повышению надежности МТ, а также для дальнейшего совершенствования НД.

Авторами проведен сбор и анализ приведенных в СТУ отступлений от требований НД и использованных для обеспечения безопасности МТ компенсирующих мероприятий. В результате анализа обобщены типовые отступления (ТО) и компенсирующие мероприятия (КМ), проведена их многоаспектная классификация.

Детально рассмотрены КМ, используемые для обеспечения безопасности МТ в условиях нарушения минимальных допустимых расстояний.

По результатам анализа сформулирована актуальность разработки методического аппарата для обоснования КМ, достаточных для обеспечения безопасности МТ, проектируемых с отступлениями от требований НД. Разработка данного методического аппарата актуальна не только для разработки СТУ, но и для обоснования безопасности для опасных производственных объектов МТ.

Основу данного методического аппарата составляют система классификации ТО и КМ и методика выбора КМ для заданного набора ТО с учетом условий строительства МТ и критериев достаточности КМ. Для оценки достаточности КМ предлагается использовать методики анализа риска аварий на МТ и/или концепцию барьеров безопасности.

Данный методический аппарат планируется реализовать в виде экспертно-справочной системы.

**УДК 621.642**

## **ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**А. И. Бондарчук**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

В процессе добычи, транспортировки и переработки нефти появляется необходимость в использовании емкости для промежуточного или длительного хранения продукта. В качестве объектов такого назначения ис-

пользуют резервуары разной конструкции (изготовленные из стали или железобетона), которые объединяют в группы по хранимому в них продукту, тем самым образуя резервуарные парки. Всего в Беларуси находится в эксплуатации более 1500 резервуаров.

Самый многочисленный резервуарный парк располагается на территориях предприятия по обеспечению нефтепродуктами, затем в порядке убывания – предприятий по нефтепереработке и предприятий трубопроводного транспорта (согласно табл.). В данной таблице приведены сведения об общем количестве резервуаров, включая вертикальные, горизонтальные и железобетонные конструкции. Необходимо отметить, что в понятие «вертикальные резервуары» также включены такие типы конструкции, как вертикальные резервуары с понтоном и плавающей крышей.

Таблица

Количество резервуаров на предприятиях Беларуси

Распределение предприятий	Название предприятия	Количество резервуаров, %
Предприятия по обеспечению нефтепродуктами	РУП «ПО «Белоруснефть»	55,4
Предприятия по нефтепереработке	ОАО «Нафтан»	35,1
	ОАО «Мозырский НПЗ»	5,2
Предприятия трубопроводного транспорта нефти и нефтепродукта	УП «ЗападТранснефтепродукт»	1,8
	ОАО «Гомельтранснефть Дружба»	1,6
	ОАО «Полоцктранснефть Дружба»	0,9

Анализ актов технического состояния позволил выявить, что самым распространенным типом конструкции в Беларуси является вертикальный стальной резервуар. Основная причина большого количества дефектов РВС связана с истечением его срока службы. Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуарных парков Беларуси необходимо разработать методы оценки коррозионных повреждений металла резервуара по геометрическим параметрам и на основе этой методики предложить оптимальный метод ремонта. Внедрение методики оценки коррозионных повреждений при соблюдении всех норм и правил технической документации позволит предприятию поддержать надежность конструкций резервуарных парков, не увеличивая затраты на их эксплуатацию и устранение последствий аварий.

УДК 662.74

## БЕСТРАНШЕЙНАЯ САНАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ С ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ PRIMUS LINE®

**Robert Henich**

*Rädlinger primus line GmbH, Germany*

Компания «Рэдлингер примус лайн ГмбХ» (Германия) предлагает на рынке проверенную на практике инновационную технологию Primus Line® бестраншейной санации напорных трубопроводов для различных сред, например, газа, нефти, воды.

В основе метода – использование гибкого высоконапорного трубопровода (далее – рукава) и соединительной техники, разработанной специально для этой системы. По причине своей многослойной структуры и очень незначительной толщины стенок (6,0 – 8 мм) рукав Примус Лайн очень гибок и в то же время очень высокопрочен. Внутренний слой рукава может быть выбран в соответствии со средой (ПЭ или ТПУ). Внешний слой состоит из устойчивого к истиранию ПЭ, который обеспечивает защиту ткани при втягивании. Между внутренним и внешним слоем находится бесшовная арамидная ткань Кевлар® в качестве статически несущего слоя.

Посредством специально разработанных высоконапорных коннекторов рукав Примус Лайн на концах присоединяется к существующим трубам. Высоконапорный соединитель состоит из формованной внутренней втулки и наружной гильзы. Наружная гильза имеет на внутренней стороне деформируемую стальную оболочку. Смола, впрессовываемая насосом через вентиль внешней гильзы, проталкивает стальную оболочку и, тем самым, Примус Лайн® в контуры внутренней втулки. Таким образом, после затвердения смолы образуется устойчивое герметичное соединение.

В зависимости от предъявляемых требований соединитель Примус Лайн может быть оснащен фланцем или привариваемым концом (рис. 1, 2).

Primus Line® изготавливается в номинальных размерах от Ду 150 до Ду 500. В зависимости от типа трубопровода Примус Лайн выдерживает рабочее давление до 62 бар (вода). Допустима постоянная рабочая температура до +50°C. При соблюдении определенных условий существует возможность проведения санации трубопроводов в холодное время года.

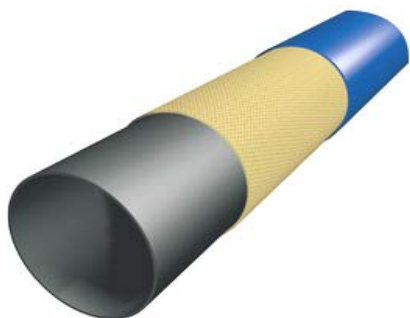


Рис. 1



Рис. 2



Рис. 3

Благодаря поставкам рукавов большой длины на барабанных катушках и несложной технологии установки, Примус Лайн® отличается короткими сроками санации и быстрым вводом в строй. Используя старый трубопровод в качестве трассы, новый напорный рукав Примус Лайн втягивается через маленькие котлованы при помощи канатной лебедки с проходимостью

по дуговым участкам до 45° (радиус 5D). Рукав принимает округлую форму при подаче давления до 1 атм.

«Рэдлингер примус лайн ГмбХ» успешно сотрудничает с партнерами в странах СНГ. В прошедшие годы в различных городах РФ, Украины, Беларуси и Казахстана были реализованы проекты по санации газо- и водопроводов различного диаметра  $D_u$  150 – 500. Основными заказчиками выступают «Водоканалы», газораспределительные компании и крупные предприятия с собственной сетью трубопроводов (например, Газпром, Роснефть, Лукойл и т.д.).

Благодаря очевидным преимуществам инновационная технология Примус Лайн, находит применение по всему миру. География выполненных проектов включает в себя объекты в Европе, Азии и Америке.

«Primus Line®» является достойной альтернативой как открытым вариантам ремонта или переукладки трубопроводов, так и существующим способам бестраншейной санации напорных трубопроводов (рис. 3–6).





Рис. 4



Рис. 5



Рис. 6

**VI. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ.  
ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

УДК 66.081-032.22 (678.664)

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ  
ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭФФЕКТИВНЫХ ПОГЛОТИТЕЛЕЙ  
НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ ВОДНЫХ СРЕД**

**М. А. Ксенофонтов, С. В. Выдумчик, О. О. Гавриленко,  
С. А. Чупрынский, Т. Г. Павлюкевич**

*НИУ «Институт прикладных физических проблем имени А.Н. Севченко»  
Белорусского государственного университета, Минск, Беларусь*

Одним из самых эффективных методов уменьшения негативных последствий техногенных воздействий на окружающую среду в результате аварийных разливов нефти и нефтепродуктов является использование специальных сорбционных материалов и изделий из них.

В Научно-исследовательском учреждении «Институт прикладных физических проблем им. А.Н. Севченко» Белорусского государственного университета разработан и осуществляется промышленный выпуск сорбционного материала Пенопурм<sup>®</sup> (ТУ РБ 100235722.124-2002) и изделий на его основе.

Основными преимуществами сорбента Пенопурм<sup>®</sup> по сравнению с лучшими зарубежными аналогами являются: гидрофобность (не впитывает воду) и олеофильность (впитывает масла); универсальность (поглощает нефть и нефтепродукты, минеральные и растительные масла, растворители и т.д.); сорбционная емкость по легким фракциям нефтепродуктов – более 70 кг/кг; плавучесть, не тонет в сатурированном (полностью насыщенном) состоянии; сверхскоростная сорбция (70% поглощения – 15 – 20 мин); низкая плотность (8 – 15 кг/м<sup>3</sup>); нетоксичность для человека, флоры и фауны; эффективность для очистки промышленных стоков, удаления нефти из отстойников на водоочистительных станциях; имеет неограниченный срок хранения.

Эффективность сорбента Пенопурм<sup>®</sup> обусловлена особенностями физико-химического строения полимерной матрицы полиуретанов, состоящей из полимерных блоков различной химической природы, в которых содержатся гибкие сегменты полиэфира и жесткие ароматические уретановые участки,

а также большое количество полярных групп. Наличие открытых пор в пенопласте обеспечивает доступ сорбируемого вещества внутрь сорбента, что приводит к извлечению сорбата не только за счет адсорбции (поглощения поверхностью), но и в результате абсорбции (поглощения всем объемом пенополимера). По-видимому, пенополиуретаны сорбируют, растворяя поглощенные вещества в своих мембранах, причем почти вся полимерная матрица пенопласта, принимает участие в сорбции. Многообразие функциональных групп полимерной матрицы обуславливает возникновение межмолекулярных ван-дер-ваальсовых и водородных связей, различающихся между собой природой и величиной энергии взаимодействия.

Технология получения сорбента Пенопурм<sup>®</sup> ограничена жесткими временными рамками процессов смешения и подачи в формообразующие устройства жидких композиций и необходимостью поддержания высокой точности их соотношения, количества и температуры. Обеспечение вышеуказанных параметров, необходимых для получения сорбента с заданными свойствами, предъявляет особые требования к смесительно-дозировочному и формующему оборудованию.

В работе представлен автоматизированный комплекс оборудования для производства изделий из сорбента Пенопурм<sup>®</sup>. В состав комплекса входят: смесительно-дозировочная установка высокого давления, формы для получения сорбента в виде блоков, установка для резки блоков на пластины, установка для продольной и поперечной резки пластин на крошку. Технологический процесс получения сорбента Пенопурм<sup>®</sup> осуществляют путем тщательного смешения в течение нескольких секунд смесительно-дозировочной установкой двух реакционноспособных жидких композиций (одна из которых представляет собой смесь компонентов на основе полиэфиров со специальными добавками, вторая – на основе изоцианатов) и последующей подачей активированной смеси в форму. Сразу после смешения компонентов полиуретановая композиция в течение короткого времени вспенивается и отверждается, образуя в форме полужесткий (полуэластичный) пенополимер.

Изделия из сорбента Пенопурм<sup>®</sup> выпускаются в виде пластин, крошки, пластин в сетке, крошки в сетке, бонов со сменным поглощающим блоком и т.д., при том каждое изделие эффективно при определенных условиях эксплуатации.

Разработанные технология и специализированное оборудование готовы для осуществления промышленного производства различных изделий из сорбента Пенопурм и широкого внедрения их в локальных очистных сооружениях, отстойниках и для ликвидации разливов нефтепродуктов и очистки твердых поверхностей.

УДК 66.081-032.22 (678.664)

## **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НАНОМОДИФИЦИРОВАННЫМ ПЕНОПОЛИУРЕТАНОВЫМ СОРБЕНТОМ**

**М. А. Ксенофонтов, В. В. Понарядов, В. С. Васильева,  
Л. Н. Василевская, Л. Е. Островская**

*НИУ «Институт прикладных физических проблем имени А.Н. Севченко»  
Белорусского государственного университета, Минск, Беларусь*

Аварийные разливы нефтепродуктов на магистральных трубопроводах приводят к негативным экономическим и экологическим последствиям. При достаточно большой толщине разлившегося слоя нефти ликвидацию нефтяных разливов обычно производят локализацией их боновыми заграждениями с последующим сбором нефтепродукта нефтесборщиками и другими приспособлениями. При малой толщине нефтяного слоя и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения процесс сбора оставшейся нефти затруднен. В этом случае применение сорбирующих изделий в виде бонов различных конструкций, матов и др., позволяет повысить эффективность и экологичность проводимых работ.

В НИИПФП им. А.Н. Севченко БГУ разработаны и изготавливаются образцы сорбирующих бонов со сменным блоком, мини боны, изделия в виде пластин, пластин в сетке, матов, крошки в сетке из эффективного сорбента (ТУ ВУ 100020914.048-2013 Изделия из сорбирующего пенополиуретана).

Боны заградительно-сорбирующие, мини боны предназначены для стягивания и сорбции небольших пятен нефти и нефтепродуктов, для защиты береговой линии, стационарных и временных заградительных бонов на озерах, реках с широкими руслами. При полном насыщении на воде боны не тонут, не теряют свою форму и свойства, удерживают поглощенный нефтепродукт, их можно сгибать, сворачивать в бухты.

Насыщенные нефтепродуктами изделия собирают в водонепроницаемые мешки, регенерируют отжимом и направляют на повторное использование.

Сорбент представляет собой легкий наномодифицированный пенополиуретан, который обладает гидрофобными свойствами, поглощает нефтепродукты не только находящиеся на поверхности воды в 30 – 70 раз

больше своего веса, но и поглощает из водных сред растворенные, эмульгированные нефтепродукты и ионы тяжелых металлов. Сорбент не разлагается при контакте с водой и не выделяет вредных веществ.

Важным эксплуатационным показателем сорбента является его способность в насыщенном состоянии удерживать поглощенный нефтепродукт. На рисунке приведены результаты исследования кинетики сорбции и потерь массы поглощенной нефти при свободном стекании с сорбента. Сорбционную емкость сорбента по нефти  $H$  и удерживающую способность  $Y$ , г/г, рассчитывали по следующим формулам:

$$H = (m_1 - m_0)/m_0 \tag{1}$$

$$Y = (m_2 - m_0)/m_0, \tag{2}$$

где  $m_0$  – масса исходного образца сорбента, г;  
 $m_1$  – масса образца, г, с поглощенной нефтью (через 30 с свободного стекания сорбата) в момент времени  $t$ ;  
 $m_2$  – масса образца, г, при  $t = 15, 30, 45, 60$  мин после свободного стекания поглощенной нефти.

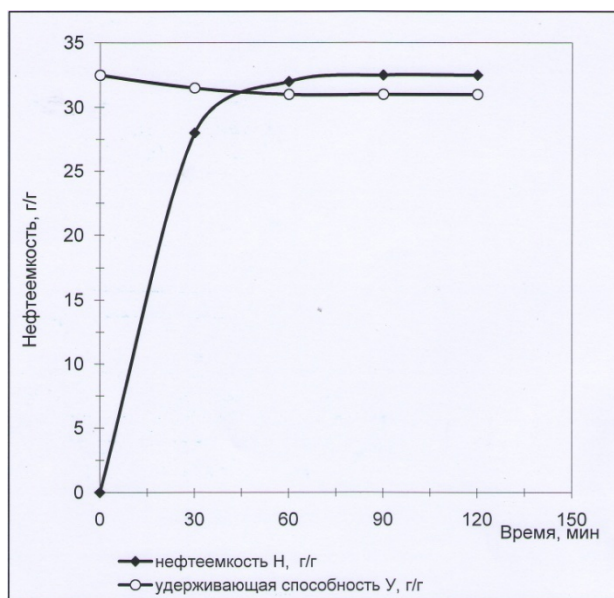


Рис. Кинетика сорбции и потерь массы при свободном стекании нефти

Анализ представленных на рисунке результатов показал, что насыщение сорбента нефтью завершается в течение первых 30 мин, при этом удерживающая способность сорбента насыщенного нефтью составляет не менее ~93%, что свидетельствует о высокой эффективности представленного в работе наномодифицированного пенополиуретанового сорбента.

## МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ РУБЕЖЕЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ И СБОРА НЕФТИ НА РЕКАХ

Л. М. Спиридёнок

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Особенностью аварийных залповых сбросов нефти является масштабность негативного воздействия на природную среду. Из всех возможных промышленных аварий на нефтепроводах наиболее «тяжелыми» являются аварии, которые происходят на территории водосборных бассейнов больших рек. Опасность разлива нефти многократно возрастает в результате того, что она может по притокам переноситься в русла больших рек и по ним распространяться на значительные расстояния, оказывая негативное экологическое воздействие на обширных территориях.

Одним из эффективных вариантов защиты реки в случае возникновения аварийной ситуации являются стационарные рубежи локализации и сбора нефти (СР). Они ограничивают перемещение нефти по поверхности реки, направляют нефтяное пятно к берегу, снижая скорость его распространения [1].

При определении местоположения рубежей задержания учитываются: характер движения нефтяного пятна, гидрологическая характеристика реки (скорость течения, ширина, глубина и т.д.), наличие на реке мест, удобных для сбора нефти [3]. На кафедре ТТВиГ были разработаны подходы по выбору СР. Суть этих подходов заключается в поэтапном выборе местоположения СР.

Выбор расположения стационарных рубежей можно разбить на пять этапов:

1 этап – определение зоны влияния магистрального нефтепровода на водоток.

2 этап – определение участка водотока, возможного реагирования бригады на подход пятна нефти.

3 этап – определение створа водотока для стационарного рубежа.

4 этап – определение береговой площадки для стационарного рубежа.

5 этап – определение оперативных рубежей.

На первых двух этапах определяется зона влияния магистрального нефтепровода на водоток. Нефтепровод условно разбивается на участки,

которые могут оказывать воздействие на определенные акватории реки с учетом времени реагирования бригады АВС, определяется расстояние распространения пятна нефти [2].

Исходными данными для третьего этапа выбора местоположения СР являются:

- тип руслового процесса;
- вероятность размыва береговой линии;
- максимальные уровни воды в половодье и минимальные уровни воды в межень.

Благоприятными для устройства СР являются участки водотока, на которых переформирования русла составляют менее 1 м в год (ленточно-грядовый, осередковый, побочневый тип руслового процесса) [3]. На таких участках рекомендуется обустроить СР.

Неблагоприятными – участки водотока, на которых плановые переформирования русла могут достигать от 1 до 10 м в год (ограниченное или свободное меандрирование). На этих участках возможно обустройство СР, но необходимо производить наблюдения за русловыми процессами на водотоке в окрестности СР [3].

Весьма неблагоприятными для устройства СР являются участки водотока с ярко выраженным неустойчивым руслом (свободное меандрирование, пойменная многорукавность, незавершенное меандрирование), где плановые переформирования русла могут достигать от 10 до 100 м в год, либо появляться разветвления русла водотока на два рукава. На таких участках не рекомендуется обустроить СР [3].

Выборка исходных данных должна производиться за последние 20 лет наблюдений.

На предварительно выбранных створах водотока необходимо провести следующие гидрологические изыскания:

- определить скорость водотока;
- определить ширину и глубину водотока.

Полученные данные о скорости и ширине водотока необходимы при определении угла установки БЗ и подборе их длины и окончательном выборе створа водотока, на котором можно обустроить СР.

На выбранном створе водотока проводим топографические изыскания берегового участка водотока и окончательно выбираем береговую площадку.

Отбракованные створы водотока анализируются для использования в качестве оперативных рубежей.

В результате работ, проведенных кафедрой ТТВиГ УО «ПГУ» на примере нефтепроводов ОАО «Гомельтранснефть Дружба» были разработаны рекомендации и стандарт предприятия, в который включены подходы по выбору СР.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Груздев, А.А. Рубежи задержания и сбора нефти на крупных судоходных реках / А.А. Груздев [и др.] // Трубопровод. транспорт нефти. – Прил. – 2001. – № 3. – С. 8.
2. Комаровский, Д.П. Защита водных объектов при аварийных разливах нефти / Д.П. Комаровский [и др.]; под общ. ред В.К. Липского. – Новополоцк: ПГУ, 2008. – С. 60.
3. Чеботарев, А.И. Общая гидрология (воды суши) / А.И. Чеботарев. – Л.: Гидрометеиздат, 1975.

**УДК 621.643.004**

### **ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**А. Л. Рудак**

*ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Минск, Беларусь*

Обеспечение экологической безопасности – комплекс мер по охране окружающей среды от негативного воздействия деятельности по эксплуатации магистрального трубопровода, которое может привести к угрозе жизни и здоровью граждан, причинению вреда окружающей среде и другим неблагоприятным последствиям.

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа – аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и выбросы при проведении технологических операций (пуск и остановка ГПА (ГМК), продувка пылеуловителей и т.д.), а также продукты сгорания ГПА (ГМК).

Особенности развития газопроводного транспорта обусловили высокую концентрацию мощных ГПА (ГМК) на небольших площадях, что дополнительно осложняет экологическую обстановку в районах расположения КС и ПХГ магистральных газопроводов. Эта ситуация настоятельно диктует разработку путей снижения эмиссии оксидов азота и оксидов уг-



лерода. Следует подчеркнуть, что решение этой проблемы приобретает все большее экономическое значение.

Замена ГПА и ГМК новыми, зачастую далекими от совершенства, требует значительных материальных затрат. Поэтому наиболее рациональным (в силу сложившихся обстоятельств ввода в эксплуатацию нового оборудования) является проведение изысканий, связанных с изменением условий горения в камере сгорания эксплуатируемых агрегатов с целью значительного снижения концентраций окислов азота и окислов углерода в продуктах сгорания природного газа, т.е. обеспечения экологической безопасности работы КС и ПХГ магистральных газопроводов.

Предложена и разработана для ГПА ГПА-Ц1-16С/85-1,35М заводом изготовителем конструкция малотоксичного горелочного устройства, предназначенного для использования в газоперекачивающих агрегатах ГПА при эксплуатации магистральных газопроводов. Результаты опытно-промышленных испытаний этого устройства показывают, что по сравнению с наиболее удачной из ранее созданных камер сгорания, выбросы окислов азота снижены более чем в 2 раза и оксидов углерода – более чем в 10 раз.

**УДК 622.692.4**

## **ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ**

**А. Г. Кульбей, В. К. Липский**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Магистральные трубопроводы занимают важное место в экономике Беларуси, т.к. являются основой ее энергетической безопасности и обеспечивают сырьем ряд ведущих предприятий химической промышленности. В то же время магистральные нефтепроводы являются опасными производственными объектами, промышленные аварии на которых сопровождаются тяжелыми последствиями, проявляющимися в экономической, экологической и социальной сферах. Аварийные сбросы нефти наиболее опасны на подводных переходах магистральных нефтепроводов (ППМН), когда транспортируемый продукт попадает непосредственно в водоток, а не мигрирует к нему некоторое время по по-

Р010tskSU

верхности земли. Последствия аварии проявляются в разных сферах: экологической, экономической и социальной.

Наиболее негативны последствия аварий на ППМН для экологической сферы, т.к. сброс разлившейся из трубопровода нефти или нефтепродукта приводит к значительному загрязнению. Вследствие токсичности нефти и нефтепродуктов наносится огромный ущерб обитателям водной среды. Кроме того, подводные переходы по профилю трассы трубопровода находятся геодезически ниже внеусловных участков, что даже в режиме отсутствия перекачки обуславливает гидростатический напор, под действием которого происходит разлив нефти.

Необходимо также учитывать и тот фактор, что ремонт ППМН значительно затруднен. Его приходится производить чаще всего в подводных условиях с использованием кессонов и другого дорогостоящего оборудования. Ремонт трубопровода с подъемом его над поверхностью воды также требует больших затрат материально-технических ресурсов.

Поэтому обеспечение конструктивной надежности ППМН – важнейшее условие успешной деятельности трубопроводного транспорта, что, в свою очередь, обуславливает энергетическую, экономическую и экологическую безопасность нашей страны.

Эти особенности ставят такой объект, как ППМН, на особое место по необходимости обеспечения высокого уровня безаварийности эксплуатации.

Несмотря на огромный объем проводимой работы по предотвращению аварий практический опыт указывает, что полностью исключить вероятность их реализации невозможно. Поэтому параллельно проводится работа по обеспечению постоянной готовности персонала к возникновению аварий с целью минимизации их последствий. Однако вопросы реализации превентивных мер и мер по минимизации последствий традиционно рассматриваются по отдельности, а не в существующей связи друг с другом.

Авторами предлагается рассмотреть комплексный подход, обеспечивающий разносторонний учет мер, направленных на предупреждение аварий на ППМН и снижение тяжести их последствий.

## VII. ПРОГРАММИРОВАНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

УДК 519.688

### ПРОГРАММА РАСЧЕТА РИСКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

**Р. А. Кидун, В. В. Шман**

*ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь*

Компания «Нефтегазсистема» ([www.ogs.gomel.by](http://www.ogs.gomel.by)) разработала комплекс программ управления целостностью трубопроводов (Pipeline Management System (PiMS)), с помощью которого можно проводить комплексный анализ технического состояния трубопроводов, оценивать риски эксплуатации, рационально планировать ремонты и инспекции.

Для обеспечения надежной и безопасной работы операторам трубопроводов необходимо получить ответы на следующие вопросы: какие участки трубопровода подвержены наибольшему риску, в каком месте трубы выход из строя будет иметь самые тяжелые последствия, какие меры следует предпринять для снижения уровня риска, как наилучшим образом распределить для этого финансовые и людские ресурсы.

Программа Risks Expert служит для оценки относительных рисков эксплуатации трубопровода: производит автоматическую балльную оценку факторов риска, рассчитывает профиль риска, оценивает взаимное влияние факторов риска и определяет условия снижения индекса риска в целом. Данная программа является инструментом для назначения приоритетов в процессе формирования планов технического обслуживания и инспекций трубопроводов.

Оценка степени риска при эксплуатации магистральных трубопроводах выполняется поэтапно:

- Идентификация угроз и потенциального воздействия трубопровода на внешнюю среду.
- Первоначальный сбор данных, их анализ.

- Первоначальная оценка риска.
- Управление риском.

На этапе «Идентификация опасностей» создается дерево риска – набор групп, факторов риска, их коэффициенты значимости, балльные оценки факторов риска, определяются источники данных, т.е. каждому фактору риска ставится в соответствие фактически существующий набор данных. Расчет риска выполняется с использованием общеизвестного механизма балльных оценок [1].

На этапе «Первоначальный сбор данных, их анализ» выполняется балльная оценка исходных данных, т.е. по каждому фактору риска строится набор интервалов с соответствующими балльными значениями.

На этапе «Расчет риска» рассчитываются показатели риска (минимум, максимум, среднее, средневзвешенное значения риска) для всех трубопроводов компании.

На этапе «Разработка рекомендаций по управлению риском» подготавливаются рекомендации по оперативному и долговременному управлению риском с целью минимизации отрицательных последствий возможных аварий и обеспечении промышленной безопасности трубопроводов. Указанные рекомендации имеют целью снижение существующего уровня риска для выбранных трубопроводов. Кроме того, полученные оценки показателей риска могут использоваться для разработки стратегии технического обслуживания, диагностики и ремонта трубопроводов, проведении экспертизы промышленной безопасности трубопроводов.

Программа позволяет выполнять анализ данных совместно с результатами из других программ системы управления целостностью трубопроводов, например, программ интерпретации внутритрубных инспекций, либо программы анализа данных противокоррозионной защиты. Использование программы «Risk Expert» в составе системы управления целостностью трубопроводов PIMS дает возможность принимать обоснованные управленческие решения по техническому обслуживанию трубопроводов, планированию проведения инспекций.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

## ПОСТРОЕНИЕ ПОЛЕЙ ИНДИВИДУАЛЬНОГО РИСКА ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

**А. Г. Кульбей, И. А. Леонович**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Методика расчета индивидуального риска, приведенная в ТКП 474-2013, основывается на нахождении вероятности поражения человека, находящегося на определенном удалении от эпицентра развития определенного сценария возможной аварии. В то же время любой промышленный объект имеет достаточно большое количество оборудования, которое может быть источником сразу нескольких возможных сценариев развития аварии. Большое количество аварийно-опасных объектов и наличие нескольких сценариев развития аварий для одного и того же объекта создает сложности для определения индивидуального риска для персонала от всех аварий на опасном промышленном объекте. Количество необходимых расчетов также значительно увеличивается по мере роста численности персонала промышленного объекта. Кроме того, существенным недостатком существующей методики расчета индивидуального риска является то, что вероятность поражения, а следовательно, и индивидуальный риск персонала основывается на предположении, что персонал постоянно находится на рабочем месте, хотя очевидно предположить, что некоторое рабочее время персонал проводит вне рабочего места, особенно специалисты, связанные с осмотром и ремонтом оборудования.

При расчете индивидуального риска оптимальным является построение полей суммарного индивидуального риска для всей территории промышленного объекта. Такой способ позволяет оценить риск персонала независимо от их рабочего места, выделить зоны с максимальными и минимальными значениями индивидуального риска, основываясь на которых можно принимать решения о расположении дополнительных защитных сооружений и убежищ на территории промышленного объекта.

Для построения полей индивидуального риска существует ряд компьютерных программ, например, ТОКСИ, СИТИС, Фогард, Русь и др. Авторы данной статьи предприняли попытку решить данную задачу при помощи широко распространенной программной среды Microsoft Excel.

Сущность предлагаемого метода составляет построение расчетной сетки с определенным шагом, которая полностью перекрывает территорию

предприятия. Следующий этап – позиционирование эпицентра развития возможного сценария аварии относительно расчетной сетки. Цель позиционирования – определение расстояния от эпицентра до каждой точки рабочей сетки, образованной пересечением прямых сетки. Полученная таблица расстояний стала основой для всех дальнейших расчетов.

Т.к. «пробит»-функция в ТКП 474 представлена в табличном виде, то для дальнейшего расчета необходимо представить табличную зависимость в виде эмпирической формулы, полинома  $n$ -ой степени. Анализируя значения вероятности поражения персонала, полученные с использованием аппроксимирующей зависимости полиномов 5-ой и 6-ой степени, можно сделать заключение о том, что полином 5-ой степени является более точным и пригодным для дальнейшего использования. Аппроксимирующая зависимость представлена в формуле

$$y = 0,2529x^5 - 6,3903x^4 + 59,921x^3 - 256,15x^2 + 510,63x - 386,28 .$$

Из-за использования аппроксимирующей функции на расчетной сетке будут располагаться две области с аномальными значениями вероятности поражения персонала. Первая область расположена вокруг эпицентра, значение вероятности поражения в этой области превышает 100%, для дальнейшего расчета необходимо все значения в этой области сделать равными 100%. Вторая область расположена на значительном удалении от эпицентра, значение вероятности поражения в этой области меньше 1, а при дальнейшем удалении – меньше 0. Поскольку согласно табличному определению вероятности поражения от значения «пробит»-функции минимальное возможное значение вероятности поражения составляет 1%, то все значения вероятности меньше 1 равны 0.

Заключительным этапом расчета является перенос значений суммарного индивидуального риска на расчетную сетку. Полученные результаты удалось конвертировать в AutoCAD, в котором и производилось графическое изображение полей суммарного индивидуального риска.

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что данный способ оказался достаточно трудоемким и вряд ли станет серьезной альтернативой существующим специализированным программным продуктам, однако позволяет получить аналогичные результаты.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ТКП 474-2013. Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

УДК 621

**ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА ЗАПАСА ГАЗА  
В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ  
ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ БЕЛАРУСЬ».  
ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**Д. О. Глухов<sup>1</sup>, А. П. Андриевский<sup>1</sup>, А. Н. Янушонок<sup>1</sup>,  
С. А. Авилкин<sup>1</sup>, В. В. Чумак<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

<sup>2</sup>ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», Минск, Беларусь

Программный комплекс «Расчет запаса газа» (ПК) был разработан учреждением образования «Полоцкий государственный университет» (Новополоцк, Республика Беларусь) и введен в эксплуатацию в ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» в конце 2011 г.

ПК используется в диспетчерском управлении ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и позволяет отслеживать режимы транспорта газа по газотранспортной системе при целом ряде определенных критериев.

ПК предназначен для проведения мгновенного расчета запаса газа как на участках газопроводов, так и в целом по газотранспортной системе ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

ПК разработан для определения запаса газа путем численного расчета стационарной газодинамической задачи с помощью определения гидравлического и температурного состояния сети при транспортировке газа. При выполнении расчета программный комплекс формирует модель газотранспортной системы. Модель состоит из ряда объектов в системе с набором определенных свойств.

Особенностью коммерческого учета количества газа в газотранспортных сетях является необходимость контроля значительного количества данных, передаваемых средствами телеметрии программному комплексу с целью обеспечения максимального приближения расчетной модели к реальной ситуации. Необходимыми условиями корректности выполнения расчета являются такие технологические параметры, как давления, расходы и температуры на входных, выходных и промежуточных узлах магистрального газопровода, положение запорной арматуры, соответствие технологической схемы расчетной. Часть недостающих данных или избыточных (с точки зрения необходимости выполнения расчета) определяется расчетным путем.

Создание расчетной схемы является трудоемким процессом, в котором невозможно избежать ошибки. С целью выявления допущенных ошибок разработчиком предложен комплекс процедур для выявления ошибоч-

ных привязок, несгруппированных объектов, разрывов гидравлических связей и т.д.

Обеспечение функционирования программного комплекса потребовало выполнение работ по администрированию ПК, систематизации и обеспечения полноты заполнения баз данных технологических параметров. Отделом автоматизации произведена установка оборудования, необходимого для определения этих параметров и передачи их в режиме реального времени.

Несмотря на значительную проделанную работу и определение части параметров расчетным путем возникают ситуации, когда расчет не выполняется корректно и расхождение значений может достигать миллионов кубических метров газа. Это может быть связано, например, с тем, что расчетная ситуация не является статически раз и навсегда заданной, а динамически изменяется в соответствии с указаниями производственно-диспетчерского управления.

Отсутствие некоторых промежуточных данных при изменении схемы также может приводить к некорректно выполненным расчетам. В таких случаях возникают ситуации, когда после изменения схемы поставки газа (например, отключение участка) внутренние узлы, на которых до этого не требовалось знать значения технологических параметров давления и температуры вследствие определения их расчетным путем, становятся граничными и для корректного расчета программа требует их введения. Данная ситуация требует внимания диспетчерского персонала и верной интерпретации полученных данных.

В настоящее время ведутся работы по совершенствованию работы программного комплекса.

**УДК 621.644.029:620.197**

## **ИМИТАЦИОННЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДЕННОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефёдов**

*ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., Россия*

Современное состояние единой системы газопроводов России характеризуется общим «старением» МГ и накоплением повреждений, в т.ч. за счет развивающихся коррозионных и стресс-коррозионных дефектов.



Оценку и прогноз коррозионного состояния газопроводов, на основе которого планируется ремонт, в первую очередь проводят в основном по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД) в соответствии с действующими нормативными документами. Принятый метод прогнозирования коррозионного состояния газопроводов опирается на статистическое оценивание изменения параметров распределения условного показателя «ранга опасности дефекта» и количества опасных дефектов (и дефектных труб) протяженного участка МГ. Скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами пропорциональна времени эксплуатации, возникновение новых дефектов не учитывается.

Имитационный метод прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов, предложенный в данной работе, позволяет устранить данный недостаток – метод позволяет прогнозировать количество ежегодно зарождающихся коррозионных дефектов, а также оценивать степень роста дефектов в диапазонах относительных глубин, моделировать распределение степени опасности коррозионных дефектов в любом году планирования. Метод основан на применении оптимизационных алгоритмов решения задачи максимизации критерия сравнения двух рядов данных с использованием граничных условий. С помощью базы данных информационной системы оценки технического состояния объектов ЕСГ «Инфотех» ОАО «Оргэнергогаза» проведено моделирование возникновения и развития коррозионных дефектов на реальных участках газотранспортных систем (рис.).

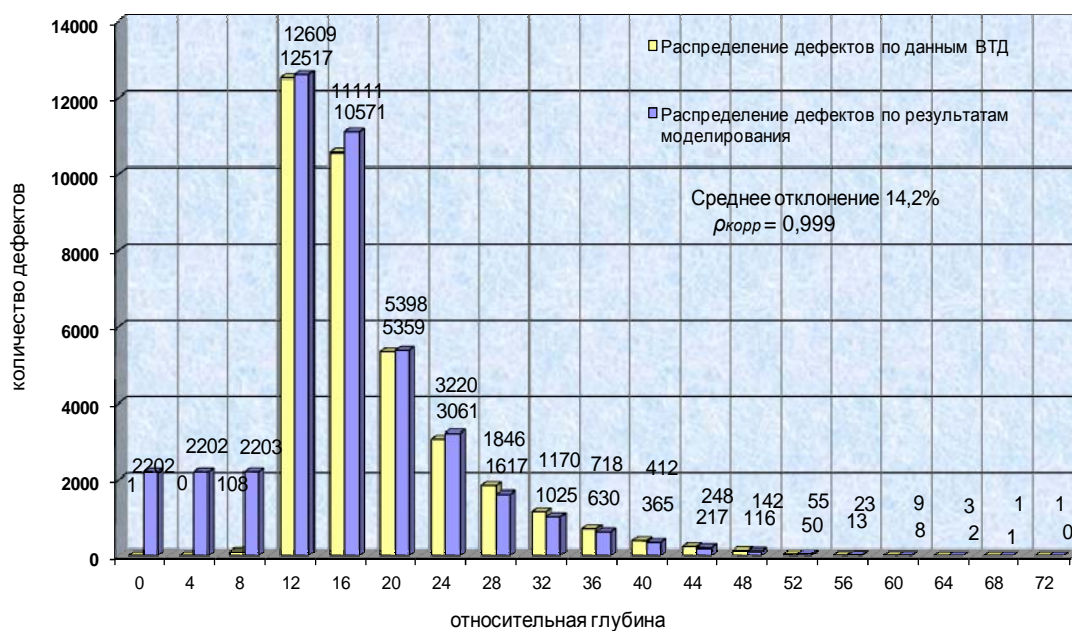


Рис. Распределение коррозионных дефектов по результатам моделирования на выбранном участке ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром»

## ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-361-2009. Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2009. – 47 с.
2. База данных информационной системы оценки технического состояния объектов ЕСГ «Инфотех» ОАО «Оргэнергогаз». – Режим доступа: <https://www.oeg.gazprom.ru>.
3. Леоненков, А.В. Решение задач оптимизации в среде MS Excel: монография / А.В. Леоненков. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 690 с.
4. Длин, А.М. Математическая статистика в технике / А.М. Длин. – М.: Совет. наука, 1958. – 460 с.

УДК 621.644.029

### **МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РОСТА ПРОТЯЖЕННОСТИ КОРРОЗИОННО-ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ, ТРЕБУЮЩИХ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ЛИБО СНИЖЕНИЯ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ**

**А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефёдов**

*ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., Россия*

Планирование объемов капитального ремонта магистральных газопроводов основано на оценке количества и степени опасности коррозионных дефектов труб и протяженности поврежденных участков. По итогам расчетов на анализируемых участках магистральных газопроводов была выявлена корреляционная связь между распределениями показателей, характеризующими степень опасности дефектов: относительных глубин дефектов, наработки до ремонта и допускаемого рабочего давления дефектных зон труб (табл.).

На основе: а) модели роста количества и глубины коррозионных дефектов и б) процедуры выявления видов корреляционных зависимостей между распределениями показателей степени опасности дефектов и протяженности участков с допускаемым давлением ниже проектного разработан метод прогнозирования роста участков, требующих снижения рабочего давления или проведения ремонтных мероприятий (рис.). Метод полезен для применения в задачах планирования и перераспределения объемов капитального ремонта МГ по участкам ГТС с различными требованиями к поддержанию величины рабочего давления.

Таблица

Распределение показателей степени опасности дефектов на выбранном участке ЛЧМГ протяженностью 205 км (укрупненные диапазоны)

Диапазон относительных глубин дефектов	Частота распределения глубин дефектов, $d_i$	Диапазон наработки до ремонта дефектных зон труб, $d_i$ , лет	Частота распределения наработки до ремонта дефектных зон труб, $t_i$	Диапазон допустимого давления, МПа	Частота распределения количества дефектных зон труб с допустимым рабочим давлением, $P_i$
0 – 23,3	29471	2020 – 2037	30256	8,1 – 7,48	29930
23,3 – 37,3	5725	2009 – 2020	5111	7,48 – 6,1	5466
37,3 – 50,6	934	2006 – 2004	751	6,1 – 4,9	713
50,6 – 61,8	96	2004 – 2000	107	4,9 – 3,7	117
61,8 – 70	4	2000 – 1996	5	ниже 3,7	4
$K_{корр\ di-ti} = 0,98$		$K_{корр\ di-Pi} = 0,97$		$K_{корр\ ti-Pi} = 0,963$	

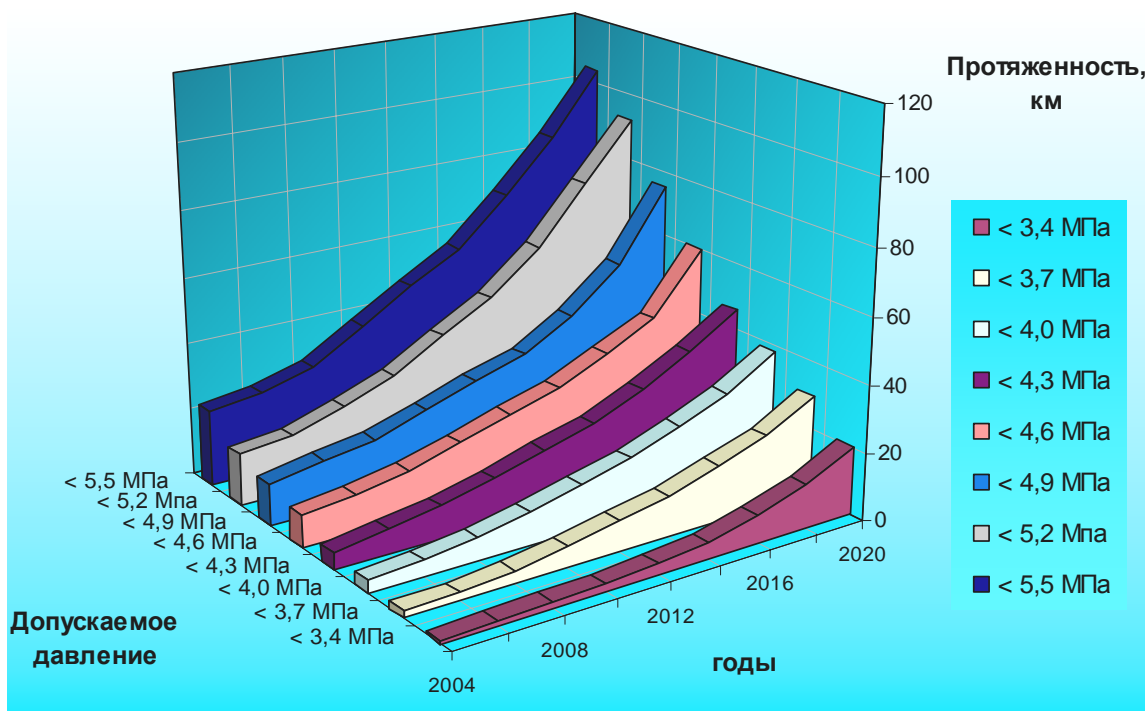


Рис. Прогноз роста протяженности участков со сниженным рабочим давлением

## ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 62 с.
2. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП Минстрой РФ, 1998. – 60 с.
3. Длин, А.М. Математическая статистика в технике / А.М. Длин. – М.: Совет. наука, 1958. – 460 с.
4. База данных информационной системы оценки технического состояния объектов ЕСГ «Инфотех» ОАО «Оргэнергогаз». <https://www.oeg.gazprom.ru>

**УДК 519.857.6:004.413.4**

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ УТЕЧЕК НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ CFD МОДЕЛИ**

**А. М. Сверчков<sup>1</sup>, А. А. Агапов<sup>1</sup>, А. С. Софьин<sup>1</sup>,  
С. И. Сумской<sup>2</sup>, А. Ф. Егоров<sup>3</sup>**

*<sup>1</sup>ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем  
промышленной безопасности», Москва, Россия*

*<sup>2</sup>ФГАОУ ВПО «Национальный исследовательский ядерный университет  
«МИФИ», Москва, Россия*

*<sup>3</sup>ФГБОУ ВПО «Российский химико-технологический университет  
имени Д. И. Менделеева», Москва, Россия*

При анализе и оценке последствий аварий на МН необходимо достаточно точно описывать движение среды внутри самого МН, поскольку именно моделирование течения нефти — основа для определения скорости, а следовательно, и объема выброса в случае его аварийной разгерметизации.

В закрытом акционерном обществе «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности» на протяжении нескольких лет разрабатывается программное средство ТОХИ+Гидроудар, позволяющее проводить моделирование нестационарных переходных процессов и аварийных ситуаций на МН с использованием метода С.К. Годунова. Для решения основных уравнений гидродинамики (1) – (3) потока в программном модуле используется метод конечных разностей, относящихся к подразделу механики сплошных сред – вычислительной гидродинамике (англ. Computational fluid dynamics, CFD).

В изотермическом приближении движение жидкости в трубе описывается системой следующих уравнений:

- неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial(\rho u)}{\partial x}, \quad (1)$$

- сохранения импульса

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho u^2)}{\partial x} - \frac{\partial p}{\partial x} - \lambda(Re) \frac{\rho u |u|}{2d} - \rho g \beta, \quad (2)$$

- связи давления и плотности (уравнение состояния)

$$p - p_0 = c^2(\rho - \rho_0), \quad (3)$$

где  $\rho, p, u$  – осредненные по сечению плотность, давление и скорость движения нефти;  $t$  – время;  $x$  – расстояние от начала МН;  $\lambda(Re)$  – коэффициент трения, зависящий от числа Рейнольдса  $Re$ ;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $\beta$  – синус угла наклона трассы, который определяется по высотным отметкам МН  $h(x)$ ;  $\rho_0$  – плотность нефти при давлении  $p_0$ , равном 0,1 МПа.

При реализации численной модели трубопровода учитываются реальные характеристики действующего на МН оборудования (линейные участки трубопровода, насосы, задвижки). Для определения коэффициента трения была использована зависимость Коулбрука – Уайта, связывающая его с числом Рейнольдса и характеристиками трубопровода.

В рассматриваемой модели учтены следующие факторы:

- конвективное движение;
- появление и циркуляция волн при разгерметизации МН, остановке (пуске) насосов, закрытии задвижек;
- наличие трения о стенки трубопровода;
- действие на поток силы тяжести при прохождении трассы нефтепровода по местности со сложным рельефом.

Исходными данными для задания численной модели линейной части трубопровода являются: длина, диаметр, толщина и плотность материала стенки, модуль упругости, давление в начале и конце трубопровода, абсолютная шероховатость и количество ячеек разностной сетки. Также исходными данными являются граничные условия в начале и конце трубопровода. В программном модуле предусмотрена возможность задания любого количества последовательных линейных участков. Их соединение осуществляется путем выбора одних и тех же граничных условий в конце  $n - 1$  и в начале  $n$ -го линейного участка. Рельеф каждого участка задается неограниченным количеством пар данных: расстояние от начала и высота.

Также есть две группы общих исходных данных: свойства вещества и параметры моделирования.

В программном модуле предусмотрена возможность задания датчиков, эмулирующих измерение давления, плотности или скорости потока в любой точке трубопровода; запорной арматуры (задвижки, краны).

Также реализован расчет массы вещества, вытекающего в результате разгерметизации трубопровода, исходными данными для которого являются время начала и локализации аварии, а также размеры отверстий и расстояние от начала трубопроводной системы до точки разгерметизации.

Таким образом, программный модуль ТОХИ+Гидроудар позволяет:

- проводить гидравлические расчеты, численное моделирование переходных процессов и аварийных ситуаций в трубопроводных системах различной конфигурации, т.е. различных геометрических характеристик (диаметра, длины) линейной части трубопровода, а также места расположения, условий стыковки и гидравлических характеристик точечных элементов (задвижек, насосов, местных сопротивлений и т.д.);

- рассчитывать массу выбросов транспортируемого вещества при различных сценариях аварий;

- проводить анализ возможности гидроудара, в частности отображать результаты моделирования как в графическом виде, что позволяет наглядно увидеть процесс резкого повышения (падения) давления, так и в табличном виде (экспорт данных в MS Excel).

**УДК 621.515**

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБВЯЗОК НАГНЕТАТЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

**В. А. Бикбов, Д. А. Годовский**

*ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия*

Среди множества проблем, стоящих перед магистральным транспортом природного газа, без преувеличения можно назвать проблему вибрации в обвязке нагнетателей природного газа. Существующие технические решения не дают в полной мере ответов на вопросы влияния конфигурации обвязки центробежных компрессоров природного газа на величину вибрации и техническое состояние ГПА.

Для изучения процессов, происходящих в обвязке нагнетателей природного газа и определение зависимости уровня вибрации от форм обвязок, необходимо создание трехмерной модели и испытательного стенда.

Исследование предлагается разбить на несколько этапов, в ходе которых будет накапливаться статистический материал.

На первом этапе определяется модель существующей обвязки, по которой уже накоплен статистический материал по уровням вибраций.

На втором этапе создается трехмерная модель выбранной конфигурации. Полученные данные можно будет соотнести со статистикой реальных измерений для проверки достоверности и реалистичности созданной виртуально модели, а затем трехмерная модель предполагает создание различных конфигураций обвязок нагнетателя природного газа с целью получить статистические данные как влияет конфигурация обвязки нагнетателя на уровень вибраций.

На третьем этапе предлагается создать испытательный стенд для проверки полученных данных.

Также исследование предполагает моделирование  $90^{\circ}$  отвода и изучение влияние его формы на величину вибраций. Изучение влияние различных форм внутренней поверхности отводов, применение различных направляющих устройств и различных углов отводов позволит получить статистические данные о влияние различных форм на уровень вибраций.

Проведение данного исследования позволит оптимизировать конфигурацию обвязки нагнетателя природного газа с целью уменьшения вибрации.

**УДК 622.691.4**

## **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ В СЛОЖНОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ**

**Д. А. Вольнский**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Основная функция системы газоснабжения – это надежное и бесперебойное обеспечение потребителя природным газом. Сложность данной задачи заключается в том, что график поставок неравномерен во времени, тогда как сама газотранспортная система является достаточно протяжен-

ной и время ее реакции на вносимые изменения почти всегда гораздо больше, чем периодичность этих изменений. Таким образом, фактически, ГТС никогда не работает в стационарном режиме, поэтому проектирование и эффективная эксплуатация магистральных газопроводов требуют учета их реакции на нестационарные нагрузки.

Задача обеспечения надежности газопроводов непосредственно связана с возникновением нештатных ситуаций. Например, внезапное прекращение отбора газа потребителем или авария на линейном участке газопровода. Также причинами нестационарных процессов могут быть остановка компрессора, отключение мест отбора, замена оборудования, а также колебания в потреблении. Динамические эффекты особенно важны при вычислении последствий краткосрочных внештатных ситуаций, таких как временное уменьшение объемов поставки в результате выхода из строя оборудования [1, 2].

Обеспечение надежности и безопасности функционирования напрямую зависит от правильности решения технологических задач, решаемых путем моделирования параметров потока, и связанных с математическими постановками задач.

Для моделирования одномерных неустановившихся режимов в сложных магистральных газопроводах необходимо одновременно решать систему нелинейных уравнений с частными производными, которые являются достаточно сложными и громоздкими. Сегодня существует немало традиционных численных методов для симуляции одномерного нестационарного потока, среди них метод характеристик, явные и неявные конечно-разностные схемы, метод конечных объемов и др. При оценке того или иного метода необходимо учитывать его сложность, гибкость, приспособляемость. Поэтому невозможно выделить один конкретный метод как оптимальный для всех случаев.

Моделирование нестационарных потоков в трубопроводах также требует применения уравнений состояния газа. Сегодня американскими и европейскими операторами ГТС широко применяются уравнения состояния AGA-8 и SGERG-88.

Моделируя однофазный нестационарный поток газа в трубопроводе, многие исследователи пренебрегали членом инерции в уравнении момента, что на практике приводит к потере точности результатов. В математической модели, которая описывает одномерный неустановившийся поток газа в горизонтальном трубопроводе без пренебрежения любым членом уравнения сохранения момента [3], основные уравнения движения газа в трубопроводе вместе с уравнением состояния образуют гиперболическую систему квазилинейных дифференциальных уравнений с частными



производными первого порядка. Ее можно представить в виде одномерных консервативных гиперболических уравнений первого порядка:

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} + \frac{\partial \vec{F}(\vec{U})}{\partial x} = \vec{r}(\vec{U}), \quad (1)$$

где

$$\vec{U} = \begin{bmatrix} \rho \\ m \end{bmatrix}, \quad \vec{F} = \begin{bmatrix} m \\ \frac{m^2}{\rho} + c^2 \rho \end{bmatrix}, \quad \vec{r}(\vec{U}) = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{f_g m |m|}{2D\rho} \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Для решения этой модели предлагается использовать новый класс гибридных схем уменьшения полной вариации (TVD – total variation diminishing) [2, 3] вместе с уравнением состояния газа AGA-8. Эти схемы позволяют достичь гораздо более четкого выявления распространения нестационарных явлений, чем это было возможно до сих пор. Они также помогают удалить фронтальные колебания и нечеткости, характерные для других методов, и обладают расширенными пределами стабильности численного решения, что делает алгоритм достаточно надежным.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Noorbehesht, N. Numerical Simulation of the Transient Flow in Natural Gas Transmission Lines Using a Computational Fluid Dynamic Method / N. Noorbehesht, P. Ghaseminejad // American Journal of Applied Sciences. – 2013. – Vol. 10 (1). – P. 24 – 34.
2. Zhou, J. Simulation of Transient Flow in Natural Gas Pipelines / J. Zhou, M.A. Adewumi // PSIG Annual Meeting, 18 – 20 October, Albuquerque, New Mexico, 1995.
3. Zhou, J. Simulation of Transients in Natural Gas Pipelines / J. Zhou, M.A. Adewumi // SPE Production & Facilities. – 1996. – Vol. 11, № 4. – P. 202 – 208.

**УДК 622.692.4.052**

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА И НАСОСА**

**П. Р. Гимер, М. П. Муж**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Одним из факторов повышения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов является корректное определение режимов совместной работы насосной установки и трубопровода, а также расчет параметров регулирования как насоса, так и трубопровода, с целью обеспече-

ния заданного режима работы системы. Подобные расчеты можно выполнить графоаналитическим методом, используя графики характеристик трубопровода и насоса [1].

Для того чтобы избежать графических построений, предлагается использовать аппроксимацию соответствующих кривых полиномами второй степени [2]. Система уравнений, которая позволит решить поставленные задачи, состоит из уравнения характеристики трубопровода

$$H = a_{mp} + b_{mp}Q^2 \quad (1)$$

и уравнения характеристики насоса

$$H = a_0 + a_1Q + a_2Q^2. \quad (2)$$

Коэффициенты уравнения (1) можно определить через известные значения статического напора трубопровода  $H_{см}$ , заданное значение расхода жидкости  $Q_3$  и соответствующий ему необходимый напор  $H_{необ}$ , а коэффициенты уравнения (2) рассчитываются через параметры (подача и напор) для трех известных режимов работы насоса.

Совместное решение уравнений (1) и (2) позволяет определить параметры рабочей точки  $Q_p$  и  $H_p$ , с которыми будет работать насос на трубопровод заданной конфигурации:

$$Q_p = \frac{a_1 + \sqrt{a_1^2 - 4(a_{mp} - a_0)(b_{mp} - a_2)}}{2(b_{mp} - a_2)},$$

$$H_p = a_{mp} + b_{mp}Q_p^2. \quad (3)$$

При дроссельном регулировании трубопровода подстановка в уравнение насоса (2) заданного расхода  $Q_3$  позволяет определить соответствующий напор насоса и рассчитать дополнительные потери напора  $\Delta h_{др}$  на задвижке:

$$\Delta h_{др} = a_0 + a_1Q_3 + a_2Q_3^2 - H_{необ} = a_0 - a_{mp} + a_1Q_3 + (a_1 - b_{mp})Q_3^2. \quad (4)$$

В случае регулирования перепуском жидкости через байпас, подставив необходимый напор  $H_{необ}$  в уравнение насоса (2), находим соответствующую подачу насоса и рассчитываем расход жидкости  $q_{пер}$ , который будет перетекать через байпас с напорного трубопровода во всасывающий:

$$q_{пер} = \frac{-a_1 - \sqrt{a_1^2 - 4a_2(a_0 - a_{mp} - b_{mp}Q_3^2)}}{2a_2} - Q_3. \quad (5)$$

Найденные значения  $\Delta h_{др}$  и  $q_{пер}$ , в свою очередь, позволяют рассчитать соответствующее сопротивление задвижек, необходимые для осуществления регулирования.

В случае регулирования изменением количества оборотов рабочего колеса насоса или его обточка, используя уравнение параболы подобных режимов, получим следующие формулы для расчета нового количества оборотов  $n_2$  или диаметра рабочего колеса  $D_2$ :

$$n_2 = n_1 \frac{2(H_{необ} - a_2 Q_3^2)}{a_1 Q_3 + \sqrt{a_1^2 Q_3^2 + 4a_0(H_{необ} - a_2 Q_3^2)}}, \quad (6)$$

$$D_2 = D_1 \frac{2(H_{необ} - a_2 Q_3^2)}{a_1 Q_3 + \sqrt{a_1^2 Q_3^2 + 4a_0(H_{необ} - a_2 Q_3^2)}}. \quad (7)$$

где  $n_1$ ,  $D_1$  – количество оборотов и диаметр рабочего колеса до регулирования.

Таким образом, данный метод позволяет легко рассчитать не только режим совместной работы трубопровода и насосной установки, но и необходимые параметры для всех основных методов регулирования насосной установки.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гидравлика, гидромашин и гидроприводы: учебник для машиностроитель. вузов / Т. М. Башта [и др.]. – М.: Машиностроение, 1982. – 423 с.
2. Гимер, П.Р. Математическое моделирование работы насосной установки на трубопровод / П.Р. Гимер, М.П. Муж // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 1(42). – С. 109 – 115.

**УДК 621.64**

### **ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС AVEVA PDMS КАК СРЕДСТВО ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

**С. М. Михальченко**

*ООО «Премииум Инжиниринг», Москва, Россия*

Программный комплекс (ПК) AVEVA PDMS это набор интегрированных между собой приложений для разработки схемной части проекта (технология, КИП, электрика) и создания 3D модели объекта – общей компоновки и детальной – по металлоконструкциям. Проектировщики различ-

ных специализаций в разных точках мира могут работать одновременно над одной моделью, создавать, развивать, управлять и использовать проектные данные самым эффективным и безопасным способом.

С помощью AVEVA PDMS можно с успешно проектировать практически все объекты трубопроводного транспорта:

- компрессорные станции,
- насосные станции,
- парки резервуарные магистрального трубопровода;
- терминалы (эстакады, сливо-наливные пункты, выносные причальные устройства).

ПК AVEVA PDMS включает в себя следующие основные программные модули:

- AVEVA Diagrams – создание технологических схем, схем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

- AVEVA Engineering – приложение, позволяющее вести распределенную работу по наполнению и модификации единой инженерной базы данных параметров технологических объектов.

- AVEVA Instrumentation – проектирование, установка и модернизация контрольно-измерительных систем и автоматики.

- AVEVA Schematic 3D Integrator – интеграция технологических схем с трехмерной моделью, созданной в среде AVEVA PDMS.

- AVEVA Global – возможность вести географически-распределенное проектирование позволяет инженерам, находящимся в разных проектных офисах, одновременно работать над одним проектом.

- AVEVA Review – реалистичная визуализация трехмерной модели.

- AVEVA Laser Model Interface – интеграция данных, полученных в результате лазерного сканирования, в 3D модель, созданную в AVEVA PDMS.

- AVEVA Vocab Steel – наиболее универсальное и точное решение для проектирования металлических конструкций.

- AVEVA PDMS используется в различных областях: нефтегазовой отрасли, электроэнергетике, судостроении и шельфе, проектировании предприятий целлюлозно-бумажной, лесохимической и деревообрабатывающей промышленности и др. отрасли.

Крупнейшими пользователями на территории стран СНГ, которых в целом уже более 70, на сегодняшний день, являются:

- ГУП «Башгипронефтехим», Уфа, Республика Башкортостан;
- ОАО «ВНИПИнефть», Москва, Россия;
- ООО «Ленгипронефтехим», Санкт-Петербург, Россия;

- ОАО «Укрнефтехимпроект», Киев, Украина;  
а также в числе пользователей на территории Беларуси:  
– ИООО «УнисНефтепроект», Новополоцк;  
– РУП «Белнипиэнергопром», Минск.

Всем пользователям так или иначе пришлось пройти через сложности, возникающие при освоении «больших» многозадачных ПК. Одной из главных задач при изучении является организация процесса обучения и быстрое достижение желаемых результатов. Необходима мощная рабочая группа, которая могла бы аккумулировать всю информацию, необходимую для эффективного процесса обучения, быстро реагировать на проблемы и с учетом всех условий корректировать непростой путь образования. Немаловажно задействовать как можно больше специальностей, чтобы все могли прочувствовать общую работу над объектом проектирования. Все это позволит приобрести качественные знания и навыки работы.

Таким образом, ПК AVEVA PDMS предоставляет эксплуатирующим организациям возможность эффективно управлять всей информацией по объекту. Это помогает значительно сократить расходы по эксплуатации, обслуживанию и ремонту, поскольку все потоки данных и изменения в них тщательно контролируются.

**УДК 622.692.4**

## **РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЕТА РЕЖИМА РАБОТЫ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ**

**В. П. Лисафин**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Мощность компрессорных станций магистрального газопровода большой производительности достигает сотен тысяч киловатт. Энергетические затраты составляют почти четверть себестоимости транспорта газа. Этим объясняется внимание к режимам работы компрессорных станций и анализу удельного расхода энергии на компримирование газа. Понятно, что режимные показатели работы газопровода влияют на показатели его надежности и безопасности.

Определение рабочих параметров компрессорной станции с центробежными нагнетателями по совмещенным приведенным характеристикам в общем случае сводится к решению ряда типовых примеров, располагая которыми можно решать самые разнообразные проектные и эксплуатационные задачи по расчету магистральных газопроводов. На основании широких натурных испытаний центробежных нагнетателей были изданы специальные альбомы приведенных характеристик. Нужно отметить, что графическая форма характеристик имеет ряд недостатков. Во-первых, это невозможность использования современной вычислительной техники, а во вторых, их использование приводит к неточностям и лишним затратам времени.

Поэтому при расчетах режимов работы компрессорных станций магистральных газопроводов при помощи программного обеспечения рационально пользоваться математическими моделями, а не графическими изображениями.

Для определения номинальной степени повышения давления часто используют полином в виде [1]

$$\varepsilon_n = a + bQ_{np} + cQ_{np}^2, \quad (1)$$

где  $a, b, c$  – коэффициенты математической модели, которые могут быть найдены из системы уравнений при трех известных значениях  $\varepsilon_n$  и  $Q_{np}$ , найденных по графической характеристике;

$Q_{np}$  – приведенная производительность.

Для примера: математическая модель для определения номинальной степени повышения давления для нагнетателя типа PCL 804-2/36 фирмы «NUOVO PIGNONE» имеет следующий вид:

$$\varepsilon_n = 1,341 + 7,94 \cdot 10^{-4} \cdot Q_{np} - 9,99 \cdot 10^{-7} Q_{np}^2. \quad (2)$$

По антологии можно найти значения коэффициентов математической модели в виде (1) в диапазоне изменения приведенных оборотов нагнетателя  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{np}$  от 0,7 до 1,1 ( $n$  – фактические обороты нагнетателя,

$n_n$  – номинальные обороты).

Путем математической обработки полученных данных находим коэффициенты в уравнении регрессии, которое позволяет найти величину степени повышения давления в нагнетателе в зависимости от приведенной производительности и приведенных оборотов. Для указанного нагнетателя

значения коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$  в уравнении (1) для любых значений  $\left[ \frac{n}{n_n} \right]_{np}$  отличающихся от номинальных описываются выражениями:

$$a = 1,6395 \left[ \frac{n}{n_n} \right]^2 - 2,1129 \left[ \frac{n}{n_n} \right] + 1,8137; \quad (3)$$

$$b = 2,6706 \cdot 10^{-3} \left[ \frac{n}{n_n} \right]^2 + 5,8117 \cdot 10^{-3} \left[ \frac{n}{n_n} \right] - 2,3491 \cdot 10^{-3}; \quad (4)$$

$$c = 0,1764 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{n}{n_n} \right]^2 - 0,4644 \cdot 10^{-5} \left[ \frac{n}{n_n} \right] + 0,1894 \cdot 10^{-5}. \quad (5)$$

Таким образом, получена универсальная модель зависимости степени повышения давления в нагнетателе природного газа от приведенной производительности и приведенных оборотов. Модель является универсальной, поскольку не требует пересчета на другие обороты, отличные от номинальных. Результаты расчета степени повышения давления по предложенной методике отличается от классической на 0,8%, что сопоставимо с точностью графических построений.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Касперович, В.К Трубопровідний транспорт газу / В.К. Касперович. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.

**УДК 519.8**

### **МЕТОДИКА ПРИВЕДЕНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ К СОПОСТАВИМЫМ УСЛОВИЯМ**

**А. П. Андриевский**

*УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь*

Транспорт газа является энергозатратным технологическим процессом по всей цепи объектов газотранспортной системы (ГТС).

Для анализа расчета за отчетный период времени, рационального планирования затрат ТЭР на планируемый период необходимо знать норму расхода ТЭР.

В результате расчета оптимального режима работы газопровода определяются распределение давлений и температур газа по трассе МГ, схемы загрузки газоперекачивающих агрегатов, режим работы каждой КС.

При оценке уровня энергозатрат в газотранспортном предприятии в качестве показателя принято значение удельного расхода ТЭР кг условного топлива на 1 млн м<sup>3</sup>·км товаротранспортной работы (ТТР). В качестве основного базового показателя объема производства всей системы МГ принят показатель произведенной ТТР, который определяется по формуле

$$A_{TTP} = \sum_i^n (Q_i \times L_i), \text{ млн м}^3 \cdot \text{км}, \quad (1)$$

где  $Q_i$  – количество транспортируемого природного газа по  $i$ -тому участку газопровода за отчетный или планируемый период времени, млн м<sup>3</sup>;

$L_i$  – длина  $i$ -того участка магистрального газопровода, км.

Значение удельного энергопотребления, нормированного на эту величину  $H_{TTP}$ , в большой степени зависит от ряда внешних факторов.

Норма расхода ТЭР на единицу плановой ТТР равна

$$H_{TTP} = \frac{E}{A_{TTP}}, \text{ т у.т./ млн м}^3 \cdot \text{км (тыс. кВт} \cdot \text{ч/млн м}^3 \cdot \text{км)}, \quad (2)$$

где  $E$  – суммарная потребность ТЭР по всей системе МГ (складывается из суммы всех видов затрат энергии энергопотребляющими объектами ГТС;

$A_{TTP}$  – суммарная товаротранспортная работа всей ГТС.

Установлено, что применяемый показатель не является постоянной величиной. Удельный расход ТЭР в первую очередь существенно зависит от объема транспорта газа по МГ, а также от давления газа на входе в систему и других факторов технического и технологического порядка.

Поэтому применяемые показатели удельного расхода ТЭР нельзя однозначно принять для характеристики процесса энергосбережения в ГТС в целом, оценки эффективности процесса транспорта газа по системе МГ. Применяемые показатели никак не связаны с оценкой технического состояния энергопотребляющего оборудования объектов ГТС.

Наиболее существенными из факторов, влияющих на нормы потребления ТЭР, являются: конфигурация газотранспортной системы, объем газа, поступающего в газотранспортную систему, число линейных отборов по ГТС. Поэтому сравнение норм потребления при разных значениях этих факторов неправомерно, и это сравнение следует проводить только при сопоставимых условиях работы газотранспортной системы.



Поскольку транзит и подача газа потребителям внутри страны происходит по большому количеству газопроводов с существенно разными диаметрами, то через перераспределение объемов транзита и внутренней подачи усматривается влияние диаметра газопровода на норму потребления ТЭР.

Таким образом, можно предположить, что критерий для приведения различных газопроводов к сопоставимым условиям должен быть связан с диаметром МГ.

При известном расходе газа  $q$  по трубопроводу рассчитываются потеря давления и работа сжатия газа при политропном процессе.

Предлагается ввести критерий, приводящий нормы потребления ТЭР к сопоставимым условиям. Получим критерий приведения в виде приведенной длины  $L^*$  МГ:

$$L^* = L \cdot K . \quad (3)$$

Коэффициент приведения длины участка газопровода предлагается определять по формуле

$$K = \left( \frac{q}{q_0} \right)^2 \cdot \left( \frac{D_0}{D} \right)^5 \cdot \frac{\lambda}{\lambda_0} . \quad (4)$$

Здесь индексом 0 отмечены параметры какого-либо реально существующего участка газотранспортной системы.

К параметрам его состояния приводятся все остальные участки газотранспортной системы.

## VIII. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

УДК 519.688

### ВАРИАНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АСКИУТСИР В БИЗНЕС-ПРОЦЕССЕ «ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА»

**Р. А. Кидун, В. В. Лаврентьев**  
*ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь*

Многолетнее сотрудничество ЗАО «Нефтегазсистема» (Беларусь) ([www.ogs.gomel.by](http://www.ogs.gomel.by)) и АО «КазТрансОйл» (Казахстан) в процессе эксплуатации Автоматизированной Системы Контроля и Управления Техническим состоянием и Ремонт (АСКиУТСиР) трубопроводных систем прошло этапы использования от замкнутой чисто информационной аналитической системы до взаимодействия с ERP (SAP) в рамках бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода».

В рамках бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода» существует взаимодействие трех систем: АСКиУТСиР, системы управления ресурсами ERP (SAP) и Интеграционной платформы (ИП). Обмен данными между системами выполняется сообщениями в формате XML.

Схема взаимодействия этих систем следующая:

1. Формирование заявки на ремонт дефектов трубопроводов.

1.1. В среде АСКиУТСиР специалисты служб эксплуатации магистральных нефтепроводов с помощью модуля INPIPE и модуля Rehabilitation Expert (RehabEx) выбирают дефекты, которые необходимо отремонтировать, и формируют заявки на ремонт этих дефектов. С помощью WEB-сервисов заявки передаются в ИП.

1.2. В ИП к заявке добавляется информация от системы Технического Обслуживания и Ремонта Оборудования (ТОРО) – технологические номера оборудования. С помощью WEB-сервисов заявки передаются в SAP.

1.3. После выполнения ремонта специалисты ремонтной организации закрывают заявку в SAP.

2. Оформление результатов по заявке на ремонт дефектов трубопроводов.

2.1. После закрытия заявки в SAP она передается с помощью WEB-сервисов в ИП.

2.2. В ИП заявка с помощью WEB-сервисов транслируется в АСКИ-УТСиР.

2.3. При поступлении заявки в АСКИУТСиР в базе данных АСКИ-УТСиР формируется информация о выполненном ремонте дефектов трубопровода.

В рамках бизнес-процесса «Текущий ремонт нефтепровода» специалисты служб эксплуатации магистральных нефтепроводов постоянно используют модуль INPIPE и модуль Rehabilitation Expert.

Модуль INPIPE обеспечивает анализ и графическую интерпретацию данных пропуска внутритрубных инспекционных снарядов-дефектоскопов. Данные внутритрубных инспекций различных фирм представлены в единой форме. Основные функции модуля INPIPE:

- Ввод и классификацию дефектов и особенностей.
- Сопоставление (привязка) данных из отчетов о внутритрубной диагностике к имеющимся данным геодезической съемки местности и расчет {XE «linking»}{XE «pigrun»}{XE «geodetic»}{XE «calculation»} GPS координат.
- Расчеты разрушающих и предельно-допустимых давлений для дефектов по методикам.
- Регистрация сведения по устранению дефектов трубопровода, получение статистики о выполненных ремонтах, генерация отчетов.
- Привязка произвольных документов (фото, акты, отчеты) к ремонтам и дефектам.
- Различные виды графического представление распределения и состава совокупности дефектов по участку трубопровода.
- Экспорт результатов отбора дефектов по заданным критериям в Word и Excel.

Модуль Rehabilitation Expert обеспечивает формирование стратегии ремонтов по данным внутритрубных обследований. Основные функции модуля Rehabilitation Expert:

- Анализ имеющихся дефектов.
- Отбор дефектов для ремонта по различным критериям.
- Назначение ремонтов для дефектов, формирование заявки на ремонт с указанием метода ремонта.
- Отправка заявки на ремонт в SAP.
- Формирование информационных материалов (отчетов) по планированию ремонтов и по выполненным ремонтам.
- Мониторинг статуса ремонтов в целях контроля и отчетности.

УДК 622.692.4

## К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПУТЕМ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЯНИХ ОТХОДОВ

**Е. М. Бортняк, Н. П. Школьный, Ю. З. Потична**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Система трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов представляет собой сложные технологические комплексы, сооружения и производства, эффективность работы которых во многом предопределяется эксплуатационной надежностью и безопасностью. Данные понятия характеризуются причинно-наследственной связью, поскольку снижение надежности непременно ведет к нарушению безопасности эксплуатации технологических объектов и, как следствие, возможности возникновения аварийных ситуаций. Специфика ведения технологических процессов практически всех предприятий транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов определяет высокую опасность производственных объектов и, следовательно, повышение рисков как для самой системы, так и для обслуживающего персонала и окружающей среды [1]. Таким образом, в условиях ужесточения природоохранного законодательства в части снижения негативного влияния, дальнейшей стабилизации и улучшения показателей качества состояния окружающей среды, повышение эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов, переживающих стадию старения, с учетом экологических приоритетов должны быть одними из основных составляющих устойчивого развития отрасли.

Практически на всех нефтеперкачивающих станциях магистральных нефтепроводов в технологическую цепь производственных процессов с целью обеспечения нормального технического состояния и повышения надежности эксплуатации объектов трубопроводного транспорта включена система сбора утечек, очистка внутренней полости линейной части действующих и, при необходимости, выведенных из эксплуатации нефтепроводов, а также зачистка резервуаров. Существующие технологии таких мероприятий приводят к образованию значительных объемов загрязненных нефтей и нефесодержащих продуктов очистки, вышедших в связи с некондиционностью параметров из ресурсного оборота углеводородных энергоносителей. Не рациональное обращение с нефтяными отходами кроме эко-

номического ущерба может привести к значительным негативным экологическим последствиям с точки зрения загрязнения токсическими веществами всех компонентов окружающей среды: воды, почвы и атмосферного воздуха [2].

Учитывая существующую тенденцию сокращения сырьевой базы углеводородов, а также необходимость повышения экологической безопасности трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, актуальными становятся разработка и внедрение прогрессивной экологически чистой технологии утилизации нефтяных отходов с дальнейшим вовлечением их в ресурсооборот углеводородных энергоносителей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки / Державний комітет України з нагляду за охороною праці. – Офіц. вид. – Київ: Основа, 2003. – 192 с.
2. Эксплуатация магистральных нефтепроводов / В.Н. Антипов [и др.]; под ред. Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. – 623 с.

УДК 622.621.4

### **ИЗУЧЕНИЕ ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С УЧЕТОМ ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ НА НЕФТЕПРОВОДАХ УКРАИНЫ**

**Л. Д. Пыльпив**

*Ивано-Франковский национальный технический университет  
нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина*

Обеспечение надежности магистральных трубопроводов для транспортирования вязких нефтей является одной из основных задач эксплуатации нефтепроводов. Свойства высоковязких нефтей в отличие от маловязких существенно влияют на пусковые режимы работы (следовательно, и на предельные давления в трубопроводе), а также на возможность аварийной остановки нефтепроводов вследствие его «замораживания» при низких температурах. Присущие высоковязким нефтям аномальные неньютоновские свойства (особенно при низких температурах) могут вызвать резкое

увеличение значения основных реологических параметров, вследствие чего текучесть нефти существенно снижается. Особенно опасны такие процессы в момент запуска трубопровода после его длительной остановки, когда возникает вероятность превышения предельно допустимого давления в нефтепроводе и, как следствие, возможность его разрыва.

В последние годы для улучшения реологических и транспортабельных свойств высоковязких нефтей все большее распространение сначала в виде теоретических разработок, а теперь и практического применения приобрела так называемая технология АОТ (Applied Oil Technology). Данная технология была предложена [1] профессором Рогжиа Тао (Rongjia Tao) из Национального Института Стандартов в Технологическом Центре Нейтронных Исследований в Гейтесбурге, Мериленд, США.

Учитывая умеренные капиталовложения в уже существующие в мировой практике установки по применению технологии АОТ и ее ощутимую эффективность, возникла необходимость в определении целесообразности ее внедрения на украинском нефтепроводе Долина – Дрогобыч и прогнозировании степени улучшения реологических свойств высоковязкой долинской нефти.

В основу технологии АОТ положено влияние электромагнитных полей на поляризацию частиц парафинов или асфальтенов в потоке вязкой нефти с постепенным их ростом в более крупные кристаллы и снижением за счет этого основных реологических показателей (в первую очередь статического напряжения сдвига и пластической вязкости).

Экспериментально доказано, что электрическое поле достаточной силы, правильно примененное на поток нефти на протяжении необходимого промежутка времени (приблизительно несколько секунд), заставляет частицы парафинов или асфальтенов объединяться, в результате чего снижается вязкость нефти. Эксперименты по изучению методов снижения вязкости нефти с применением электрических полей на образцах с Дакуина и Чанкинга (Китай) были проведены в 2012 г. членами Темпельского университета и Центра исследований трубопроводов PetroChina [2]. Электрические поля, которые принимали участие в экспериментах, имели силу от 0,7 до 1 кВ/мм. Для нефти с Дакинга при температуре 35,1 °С поле 0,8 кВ/мм уменьшило вязкость с 764,5 мПа·с до 100,5 мПа·с, или на 86,9%. Еще больше уменьшилась вязкость пробы из Дакинга при температуре 40 и 47,4 °С. Эффект уменьшения вязкости в этих случаях длился свыше 24 ч, хотя и постепенно уменьшался. Для нефти из Чакинга при температуре 26,5 °С и поле 0,96 кВ/мм вязкость уменьшилась с 178,26 до 38,9 мПа·с, или на 78,2%. Учитывая близкое

РІОТСКІУ

сходство по физико-химическим показателям участвовавших в экспериментах вязких нефтей китайских месторождений с нефтью Долинского месторождения Украины эффект от применения технологии АОТ на долинской нефти может быть достаточно существенным. В пользу целесообразности использования технологии АОТ на нефтепроводе Долина – Дрогобыч говорит и тот факт, что длительность эффекта улучшения реологических свойств после применения электрического поля не превышает 24 ч, которого, однако, достаточно для такого короткого нефтепровода длиной 58,6 км. Тем не менее, рекомендовать использование технологии АОТ на нефтепроводе Долина – Дрогобыч можно только после основательных экспериментальных исследований долинской нефти, обработанной электрическим полем.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Tao, R. Reducing the Viscosity of Crude Oil by Pulsed Electric or Magnetic Field / R. Tao, X. Xu // *Energy & Fuels*. – 2006. – № 20. – P. 2046 – 2051.
2. Tang, H. Electrorheology Improves Transportation of Crude Oil / H. Tang, K. Huang, R. Tao // *Proceedings of the 12th International Conference on Electrorheological (ER) Fluids and Magnetorheological (MR) Suspensions*. – 2010. – P. 46 – 52.

*Научное издание*

**НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ  
МАГИСТРАЛЬНОГО  
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Сборник тезисов VIII международной  
научно-технической конференции

(Новополоцк, 25 – 28 ноября 2014 г.)

*Текст печатается в авторской редакции*

Ответственный за выпуск *А.Г. Кульбей*

Технический редактор *Т.А. Дарьянова.*  
Компьютерная верстка *О.П. Михайлова*  
Дизайн обложки *Е.Н. Бурцевой*

Подписано в печать 10.11.2014. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 9,75. Уч.-изд. л. 8,69. Тираж 170 экз. Заказ 1460.

Издатель и полиграфическое исполнение:  
учреждение образования «Полоцкий государственный университет».

Свидетельство о государственной регистрации  
издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий  
№ 1/305 от 22.04.2014.

ЛП № 02330/494255 от 08.05.2014.

Ул. Блохина, 29, 211440, г. Новополоцк.