

**ПРОМАТОМНАДЗОР МЧС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ОАО «БЕЛТРАНСГАЗ»
РУП «ГОМЕЛЬТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»
НОВОПОЛОЦКОЕ РУП ТН «ДРУЖБА»
ЧУП «ЗАПАД-ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»
ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ
МАГИСТРАЛЬНОГО
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

*Материалы
VI международной научно-технической
конференции*



**Новополоцк
ПГУ
2008**

УДК 622.69

Н17

Редакционная коллегия:

канд. техн. наук, доц. Липский В.К. (председатель)

канд. техн. наук Бордовский А.М.

д-р техн. наук, проф. Голуб М.В., Захаревич С.М.

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. Прохоров А.Д. (Москва)

д-р техн. наук, проф. Сосновский В.Л. (Гомель)

Н17 Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта : материалы VI международной научно-технической конференции. – Новополоцк : УО «ПГУ», 2008. – 248 с.

ISBN 978-985-418-253-7.

В сборник включены статьи по проблемам обеспечения безопасности при эксплуатации, диагностике 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.

УДК 622.69

ISBN 978-985-418-253-7

© Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет», 2008

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ, НАДЁЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 621.643

ВИДЫ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ТРУБОПРОВОД ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ В СЕЙСМИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ЗОНАХ

Е.В. Андреева

ООО «Институт ВНИИСТ», Москва, Россия

Значительная часть территории России, где в перспективе будет осуществляться строительство трубопроводов, относится к зонам с повышенной сейсмичностью. Для трубопроводов, в особенности при подземной прокладке, наличие зон сейсмического риска является важным фактором, поскольку трубопроводы могут подвергаться продольным деформациям и изгибам, что впоследствии может привести к образованию разрывов на поверхности трубы. Поэтому сочетание множественных горизонтальных и вертикальных подвижек должно лежать в основе разработки трубопроводных сетей, проектируемых для сейсмически опасных участков.

Магистральные трубопроводы составляют важную часть в составе нефтегазовых и гидротранспортных комплексов. В настоящее время значительные объемы трубопроводного строительства приходятся на сейсмически опасные районы различных регионов страны и зарубежья.

Анализ последствий землетрясений показал, что разрушение или даже единичный разрыв крупного магистрального трубопровода ведет к серьезным нарушениям в энергетическом и сырьевом снабжении обширных районов, к возникновению больших очагов пожаров и взрывов, прекращению водоснабжения, экологическим и другим катастрофам.

Нарушения работы магистральных трубопроводов в сейсмических районах вызываются колебаниями и подвижками почвы, возникающими вследствие динамических воздействий во время землетрясений и мощных взрывов. Установлено, что, хотя эти воздействия носят пространственный характер, вертикальные перемещения в подавляющем большинстве слу-

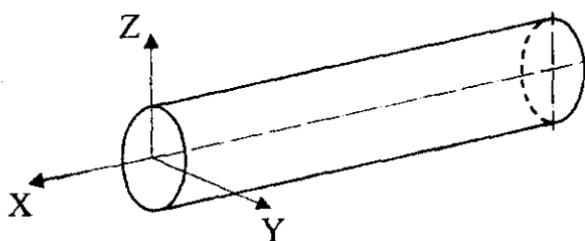
чаев меньше горизонтальных. Характерно, что зачастую трубопроводы разрушаются в результате осевого растяжения (сжатия), особенно в случаях совпадения распространения сейсмической волны с направлением трубопровода.

Магистральные трубопроводы представляют собой протяженные гибкие конструкции, состоящие из прямолинейных и криволинейных участков, и допускают, в определенных пределах, возможность пластической деформации или подвижки без разрушения целостности конструкции.

Первичные множественные смещения, вызванные сейсмической деятельностью, наблюдаются чаще всего на горизонтальной плоскости, параллельной земной поверхности, в сочетании с движениями гораздо более мелкими и потому менее существенными по вертикали. Зачастую именно эти мелкие вертикальные смещения игнорируются на этапе проектирования сетей.

Сочетание множественных горизонтальных и вертикальных подвижек должно лежать в основе разработки трубопроводных сетей, проектируемых для так называемых сейсмически опасных участков. Масштабы сейсмических смещений варьируются от сантиметров до нескольких дециметров в зависимости от силы землетрясения, близости к его эпицентру и жесткости конструкций.

Таким образом, при первичном движении трубопровода происходит взаимодействие между грунтом и трубопроводом. Смещения могут происходить в одном осевом и двух перпендикулярных направлениях (рисунок).



Направления смещения трубопровода
при сейсмическом воздействии

Осевой упругий элемент зависит от веса трубопровода и от коэффициента трения между естественным грунтом и трубопроводом.

Максимальная осевая нагрузка грунта t_u для полностью заглубленного трубопровода может быть выражена:

$$t_u = \pi D \alpha c + \pi D H \bar{\gamma} \cdot \left(\frac{1 + K_0}{2} \right) \cdot \tan \delta, \quad (1)$$

где D – внешний диаметр трубопровода, м; α – коэффициент адгезии; c – связность грунта или сопротивление сдвигу, кН/м³ (для совершенно сыпучих песков $c = 0$); H – глубина до оси трубопровода, м; $\bar{\gamma}$ – удельный вес погруженного грунта, кН/м³; K_0 – коэффициент давления в состоянии покоя: $K_0 = 1 - \sin \Phi$ (Φ – внутренний угол трения грунта); δ – угол трения в точке соприкосновения для трубопровода и грунта.

Поперечные горизонтальные смещения зависят от сжимаемости и толщины рыхлого грунта, размещенного вокруг трубопровода. Сжимаемостью называют способность дисперсных горных пород уменьшаться в объеме (уплотняться) при всестороннем сжатии.

Оценка сжимаемости производится по коэффициенту уравнения уплотнения, написанного в предположении изотропного сжатия вещества:

$$\Delta \varepsilon = m_v \Delta \sigma, \quad (2)$$

где $\Delta \varepsilon$ – относительное уменьшение высоты образца при увеличении давления на торце на величину $\Delta \sigma$; m_v – коэффициент относительной сжимаемости.

Сжатие даже крупными ступенями давления $\Delta \sigma$ может выявить значение «структурной прочности» σ_{sr} , начиная с которого сжимаемость заметно увеличивается вследствие лавинообразного разрушения межчастичных связей.

Считается, что при $\sigma \leq \sigma_{sr}$ объем породы практически не уменьшается и находится в состоянии одноосного сжатия. Сжимаемость проявляется, лишь когда $\sigma > \sigma_{sr}$, при этом грунт раздроблен и испытывает равномерное объемное сжатие, которое следует характеризовать изотропным распределением давления.

Под действием нагрузки в определенных зонах грунта связи между частицами разрушаются, и происходит смещение одних частиц относительно других – грунт приобретает способность неограниченно деформироваться. Разрушение грунта происходит в виде перемещения одной части массива относительно другой.

Свойства деформации характеризуются модулем деформации, коэффициентом Пуассона, коэффициентами сжимаемости и консолидации, модулями сдвига и объемного сжатия.

Деформационные свойства дисперсных грунтов определяются их сжимаемостью под действием нагрузки, обусловленной смещением частиц относительно друг друга и соответственно уменьшением объема пор вследствие деформации частиц породы, воды, газа.

При определении сжимаемости грунтов различают показатели, характеризующие зависимость конечной деформации от нагрузки и изменение деформации грунта во времени при постоянной нагрузке. К первой характеристике показателей относятся коэффициент уплотнения, коэффициент компрессии, модуль осадки; ко второй – коэффициент консолидации.

В то время как осевые и горизонтальные смещения характеризуются симметричным отношением (одно и то же отношение сила/смещение независимо от направления движения), вертикальная компонента является несимметричной. Фактически при движении, направленном вниз, трубопровод действует как ленточный фундамент, тогда как при движении вверх трубопровод пытается прорвать грунт. Следовательно, сила ограничения, связанная с прорывом вверх, будет значительно меньше, чем смятие, действующее вниз.

Вертикальные поперечные смещения, действующие в направлении вверх, зависят от веса засыпки, сжимаемости и вида грунта вокруг трубопровода. В связи с этим трубопроводы, прокладываемые в сейсмических районах, независимо от вида прокладки (подземной, наземной или надземной) необходимо рассчитывать на основные и особые сочетания нагрузок с учетом сейсмических воздействий.

Расчет на сейсмические воздействия выполняется на основе двухуровневого подхода, который характеризуется следующими требованиями:

- трубопровод должен выдерживать воздействие так называемого проектного землетрясения при минимальных повреждениях или полном отсутствии таковых. В этом случае трубопровод должен продолжать работать при минимальных перерывах в нормальной эксплуатации без необходимости в значительных ремонтных работах;

- трубопровод должен выдерживать воздействие максимального расчетного землетрясения без разрывов. В этом случае трубопроводу могут быть нанесены значительные повреждения, в результате которых будет прервана эксплуатация, а для их устранения потребуется провести ремонтные работы в одном или нескольких местах.

**СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОГО ТРУБОУКЛАДОЧНОГО ФЛОТА
ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕМОНТА МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**

А.П. Беспалов

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия*

В настоящее время не вызывает сомнения то, что будущее нефтяной и газовой промышленности связано с месторождениями, расположеными в акваториях морей и океанов. В связи с тем, что в ближайшие 10 лет ожидается резкое увеличение объемов строительства морских трубопроводов в России и в мире, российским компаниям необходимо создать свой современный трубоукладочный флот. Это позволит занять нишу на достаточно доходном рынке морского сооружения и обеспечить выполнение работ по укладке на российских проектах морских трубопроводов.

Российская Федерация имеет самые обширные в мире шельфовые зоны, площадь составляет почти 22 % общей площади континентального шельфа Мирового океана. Перспективными для добычи нефти и газа являются 70 % этих территорий. Извлекаемые ресурсы углеводородов на континуальном шельфе составляют около 100 млрд. т условного топлива. Основная их часть находится в замерзающих морях с тяжелым ледовым режимом, суровыми природно-климатическими условиями и слабо развитой инфраструктурой.

Освоение нефтегазовых месторождений в арктическом регионе будет сопряжено со значительными капиталовложениями, затрачиваемыми на строительство дорогостоящих гидротехнических сооружений.

Для огромных месторождений Арктики экономически целесообразным видом транспортировки углеводородов являются трубопроводы.

Исходя из анализа перспективных проектов производства строительства морских трубопроводов в ближайшие годы, можно сделать вывод об актуальности для нашей страны решения всех вопросов, связанных с морскими трубопроводными проектами. Выделены основные назначения перспективных морских трубопроводов России: транспортировка добываемой продукции; экспортные поставки газа по транснациональным морским газопроводам и снабжение газом потребителей страны [1]. По самым скромным подсчетам по российским проектам до 2030 года необходимо построить около 11500 км подводных магистралей (табл. 1). Это – транспортная

система Штокмановского ГКМ; экспортный трубопровод NORD STREAM; магистральный трубопровод, пресекающий Байдарацкую Губу; газопровод «Джубга – Лазаревское ~ Сочи», «Голубой поток-2», «Южный поток»; трубопроводы в Баренцевом, Карском, Печерском, Каспийском и в дальневосточных морях. Основные объемы строительства планируются на второе десятилетие ХХI века.

Таблица 1

Итоговая таблица прогнозных объемов строительства морских трубопроводов

Регион строительства	Протяженность планируемых трубопроводов (S-метод), км	Протяженность планируемых трубопроводов (J-метод), км	Сроки реализации основных проектов, по годам	Диаметры, дюйм	Максимальные глубины, м
Балтийское море	2456	–	2008 – 2014	48	200
Баренцево море	2440	–	2009 – 2023	18 – 46	320
Печорское море	300	–	2009 – 2020	32	250
Карское море – Приамурский шельф	1770	–	2008 – 2030	40	100
Карское море – акватория Обской и Тазовской губ	250*	–	2008 – 2030	20 – 40	12
Черное море	760	2000	2009 – 2030	20 – 32	2200
Охотское море	500	–	2015 – 2030	20 – 28	200
Каспийское море	1000**	–	2008 – 2030	20 – 32	500
Итого	9476	2000	–	–	–

* – ТУС II поколения, ** – закрытая акватория для ТУС международных компаний.

Исходя из объемов строительства морских трубопроводов в ближайшие 5 лет (в мировом масштабе) ожидается значительное увеличение объемов работ по укладке. Ежегодно будет укладываться до 5500 км подводных магистралей. К 2013 году объем рынка будет составлять ~ 13 млрд. долл. США. На рисунке 1 представлены объемы строительства морских трубопроводов по различным регионам в период с 2003 по 2013 год.

Основная масса этих проектов с точки зрения строительства (большая глубина укладки, большие диаметры трубопроводов) относится к дорогостоящим и сложным, соответственно, выполнить работы по этим проектам может ограниченное количество трубоукладочных судов.



Рис. 1. Итоговые объемы строительства морских трубопроводов

Необходимо отметить, что большинство судов (в основном с якорной системой позиционирования) достаточно старые. Несмотря на то, что показатели работы этих судов все еще высоки, они подвержены серьезным авариям, что может привести к необходимости ставить судно в сухой док для выполнения ремонтных работ и в итоге отразиться на объемах строительства трубопроводов и загруженности трубоукладочных судов.

Приблизительно половина проектов по укладке морских трубопроводов находится за пределами глубин, на которых могут быть применены суда с якорной системой позиционирования. Это в свою очередь приведет к чрезмерно активной эксплуатации судов с динамическим позиционированием [2].

Сооружение объектов на глубоководных участках (более 500 м) является на сегодняшний день самым быстрорастущим рынком морского строительства.

Многие мировые компании мира, занимающиеся строительством морских нефтегазовых объектов, придерживаются стратегии увеличения своего присутствия на рынке глубоководного сооружения (рис. 2). Для этого им необходимо модернизировать существующий строительный флот.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что в мощностях на рынке укладки трубопроводов в ближайшей перспективе будет ощущаться расширяющий дефицит, и единственным выходом из сложившейся ситуации на

рынке морских трубоукладочных судов для российских компаний является создание своего современного строительного флота.

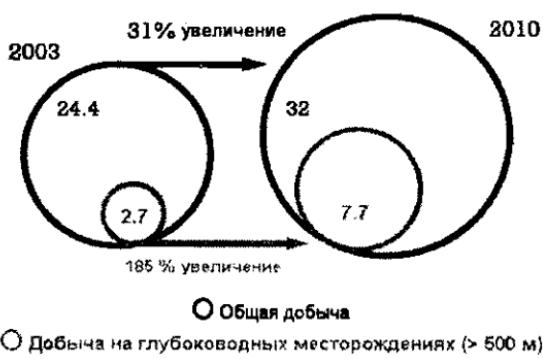


Рис. 2. Мировая добыча нефти на морских месторождениях
(млн. баррелей в сутки)

Для реализации российских проектов необходимо создать современный строительный флот, флагманом которого послужит универсальное строительное судно нового поколения. Данное судно предназначено для строительства и ремонта подводных трубопроводов диаметром от 300 до 1524 мм (60") при глубине моря до 2000 м. Район эксплуатации – неограниченный, включая моря арктического бассейна в свободный ото льда период времени. Судно также будет использоваться для установки различных подводных конструкций (объекты подводно-добычного комплекса), должно быть оснащено кранами общей грузоподъемностью до 2000 т. Ввиду короткого навигационного периода предполагаемых районов строительства судно должно быть полупогруженного или катамаранного типа, что обеспечит лучшую устойчивость при сложных гидрологических условиях. На судне необходимо установить оборудование по укладке морских трубопроводов S-методом: 4-х секционный стингер с изменяющимся радиусом кривизны (от 80 до 400 м); натяжные устройства и спускоподъемные лебедки мощностью до 1500 т.

Установка столь мощных натяжных устройств позволит производить укладку трубопровода, заполненного водой, сложные ремонтные операции, использовать одновременную разработку траншею плугом и укладку трубопровода. Установка мощных натяжных устройств и стингера с изменяющимся радиусом кривизны позволит осуществлять глубоководную укладку трубопровода методом вертикального спуска (J-метод).

Все это в целом облегчит проведение ремонтных работ, повысит надежность укладки трубопроводов на больших глубинах, уменьшит затраты по снижению опасности возникновения смятия трубопровода.

Учитывая всё возрастающую ответственность России в вопросах охраны природы, предполагаемое судно должно иметь смешанную систему позиционирования, что позволит значительно снизить нагрузку на окружающую среду. Такое решение позволит существенно сократить эксплуатационные расходы при укладке трубопровода на относительно малых глубинах (до 400...600 м) с использованием только якорной системы позиционирования вследствие значительной экономии топлива за счет отказа от работы подруливающих устройств и двигателей, входящих в систему динамического позиционирования и имеющих значительную мощность (до 30...40 тыс. кВт и более).

Преимущества и недостатки систем позиционирования трубоукладочного флота представлены в таблице 2.

Таблица 2

Преимущества и недостатки систем позиционирования трубоукладочного флота

Системы позиционирования	Преимущества	Недостатки
 Якорное позиционирование	Экономия топлива	<ol style="list-style-type: none">1. Нецелесообразно использовать на больших глубинах.2. Трудности установки якорей вблизи морских платформ, трубопроводов, островов, маршрутов движения судов.3. Привлечение дополнительных судов – якорезавозчиков.4. Необходимость перекладки якорей, возможные задержки при штормах
 Динамическое позиционирование	<ol style="list-style-type: none">1. Возможность работы практически на всех глубинах.2. Нет необходимости в применении якорезавозчиков	<ol style="list-style-type: none">1. Взмучивание придонного грунта на небольших глубинах.2. Дополнительный расход топлива

Исходя из вышеперечисленных условий, универсальное судно будет способно производить весь комплекс морских строительных работ на глубинах до 2000 м по перспективным российским проектам.

Привлечение иностранного подрядчика в среднем составляет около 30 % бюджета строительства морских трубопроводов, в связи с высокой стоимостью технических средств освоения континентального шельфа (предварительная стоимость данного судна составляет 800 млн. долл. США). Данное универсальное судно будет иметь плотный график работы по российским проектам, что свидетельствует о рентабельности создания собственного трубоукладочного флота.

Исходя из вариантов создания собственного трубоукладочного флота, можно рассмотреть следующие: строительство нового трубоукладочного судна; покупку и переоборудование готового судна; аренду.

С точки зрения капитальных вложений в варианте аренды судна они минимальны. Вариант создания нового судна – самый капиталоемкий. После проведения расчета технико-экономических показателей различных вариантов можно сделать вывод, что на ближайшую перспективу (около 10 лет) вариант с покупкой и переоборудованием готового судна наиболее целесообразен (внутренняя норма доходности проекта – 22 %, дисконтированный срок окупаемости – 5,2 лет). Но если учесть долгосрочные перспективы до 2030 года, создание собственного трубоукладочного судна является самым интересным вариантом – внутренняя норма доходности 27 %.

С учетом объемов и сложности строительства российских морских объектов можно сделать вывод о целесообразности данного инвестиционного проекта. На первых этапах возможна аренда или покупка «трубоукладочного судна – б/у иномарки», но для дальнейшего развития морских нефтегазовых объектов целесообразно строить собственное трубоукладочное судно. Создание собственного высокотехнологичного строительного флота – это дорогостоящая задача и быстро её решить нельзя. Это цель второго десятилетия XXI века и без поддержки государства справиться с выполнением поставленных задач будет достаточно сложно. Поэтому на сегодняшний день вопросы создания флота для реализации шельфовых проектов стоят очень остро и требуют скорейшего решения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Горянинов, Ю.А. Морские трубопроводы / Ю.А. Горянинов, А.С. Федоров, Г.Г. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 131 с.
2. Бородавкин, П.П. Морские нефтегазовые сооружения / П.П. Бородавкин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 408 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И УСТРОЙСТВУ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

В.К. Липский¹, Л.М. Спиридёнок¹, И.А. Свирко²

¹УО «Полоцкий государственный университет». Новополоцк, Беларусь.

²ОАО «Нефтезаводмонтаж». Новополоцк, Беларусь

В настоящее время на предприятиях Республики Беларусь большинство резервуаров имеют значительный срок эксплуатации. Построенные в 60 – 70-е годы прошлого столетия резервуары в ближайшие годы будут иметь отбраковочные толщины и потребуют замены. Ежегодно значительное количество резервуаров подвергается реконструкции и ремонту в результате влияния коррозии, осадки, выхода из строя плавающих крыш, понтона, усталостного разрушения металла из-за различных дефектов несовершенства геометрической формы, влияния циклических нагрузок и т.д.

Вертикальные цилиндрические резервуары для нефти и нефтепродуктов представляют собой весьма ответственные инженерные сооружения, авария которых может привести к экономическому и экологическому ущербу, несоизмеримому со стоимостью самого сооружения.

Вопрос надежности резервуаров является объектом постоянного внимания органов Государственного надзора в части промышленной, пожарной и экологической безопасности. Приказом Минстроярхитектуры Республики Беларусь с 1.07.2007 года введен в действие технический кодекс установившейся практики ТКП 45-5.04-41-2006(02250) «Стальные конструкции. Правила монтажа», который содержит раздел «Монтаж резервуарных конструкций». Однако в Беларуси отсутствуют технические нормативные правовые акты (ТНПА), отражающие правила проектирования и устройства резервуаров на стадии изготовления. Действующий СНиП II-23-81* «Нормы проектирования».

Стальные конструкции при проектировании резервуаров требует соблюдения дополнительных требований, отражающих особенности их работы. Можно привести примеры основных зарубежных стандартов, предъявляющих требования к проектированию и устройству резервуаров:

- в России – ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;

- на Украине – ВБН В.2.2-58.2-94 «Резервуары вертикальные стальные для хранения нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров не выше 93,3 кПа;

- в Казахстане – СН РК3.05-24-2004 «Инструкция по проектированию, изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;

- в странах Европейского Союза – стандарт prEN14015:2003 «Технические условия для проектирования и устройства наземных вертикальных цилиндрических стальных сварных резервуаров для хранения жидкостей при температуре окружающей среды и выше»;

- в США – стандарт API 650 «Сварные стальные резервуары для хранения нефтепродуктов».

В Республике Беларусь ТНПА аналогичного статуса отсутствуют. Именно поэтому ОАО «Нефтезаводмонтаж» выступило инициатором необходимости разработки технического кодекса установившейся практики – ТКП «Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства».

В августе 2007 года специалисты ОАО «Нефтезаводмонтаж» совместно с кафедрой трубопроводного транспорта УО «Полоцкий государственный университет» разработали и направили техническое задание на разработку ТКП в РУП «Стройтехнорм».

Необходимость разработки ТКП обусловлена значительным прогрессом в технологии изготовления резервуаров, повышением требований к качеству их изготовления, внедрением новых, передовых методов изготовления, сварки и антакоррозионной защиты, необходимостью строительства новых и замены исчерпавших эксплуатационный ресурс резервуаров.

При разработке нормативной базы по резервуарам предстоит изучить имеющуюся нормативную базу других стран, при этом учесть следующее:

1) расчет резервуаров по европейскому стандарту и американским нормам выполняется на основе метода допускаемых напряжений, тогда как отечественная и российская методики расчетов основаны на методе предельных состояний;

2) узел сопряжения стенки и примыкающих к ней листов днища (упорный узел) представляет наиболее нагруженную и ответственную часть вертикальных цилиндрических стальных резервуаров. Однако в существующих нормативных документах методика расчета этого узла не дается. Расчетная часть нового нормативного документа по проектированию резервуаров должна содержать удобную для практического применения методику расчета узла сопряжения стенки и днища;

3) ключевым этапом проектирования резервуаров является назначение толщин стенки из условия прочности и устойчивости. Сравнение оте-

чественных и зарубежных нормативных документов по резервуаростроению показывает, что методики прочностного расчета этих сооружений, регламентированные ПБ 03-605-03 и СНиП II-23-81*, основаны на устаревших представлениях о работе стенки под нагрузкой. Необходимо рассмотреть новые существующие методы уточненного расчета стенки резервуара, которые могут рассматриваться как основа расчетной части новых нормативных документов по проектированию резервуаров;

4) в современном резервуаростроении возрастает доля применения резервуаров с защитной стенкой (установленных в стальном стакане). Это связано с повышением требований надежности и экологической безопасности отдельных резервуаров и терминалов. Методика расчета двустенного резервуара должна производиться с учетом влияния неосесимметричной гидродинамической нагрузки от разливающегося продукта, предполагая, что традиционная конструкция двустенного резервуара без усиления основной и защитной стенки не обеспечит локализацию аварии после разрушения основного резервуара;

5) узел приема-раздачи является одной из наиболее проблемных зон, требующих особого внимания при проектировании резервуаров. Наличие концентраторов напряжений в сварных швах, циклический характер действия нагрузок и осадки основания являются неблагоприятными факторами, ухудшающими условия работы конструктивных элементов узла приема-раздачи. Нормативные требования по проверке прочности врезок в стенку резервуара отсутствуют в отечественных нормах, а в американском стандарте носят рекомендательный характер. Таким образом, имеет место парадоксальная ситуация, связанная с тем, что наиболее напряженные участки стенки резервуара не регламентируются расчетом, что противоречит здравому смыслу;

6) геометрическая точность корпусов резервуаров, оказывающая существенное влияние на их надежность и долговечность, является постоянной проблемой резервуаростроения. Технология изготовления резервуаров методом рулонирования хотя и является более индустриальной, однако имеет свои существенные недостатки. Сворачивание, разворачивание рулонов и формообразование краев полотнищ стенки приводят к охрупчиванию и снижению ударной вязкости металла, создает дополнительные напряжения и деформации, которые впоследствии в совокупности с другими факторами отрицательно влияют на прочность и долговечность конструкции. Поэтому в новых нормативных документах необходимо предусмотреть требования к изготовлению резервуаров методом рулонирования в за-

висимости от объема резервуара, а также требования к геометрической точности листовых конструкций на стадии их изготовления;

7) срок службы резервуаров для нефти и нефтепродуктов определяется, в основном, скоростью коррозии их внутренних поверхностей. Большинство эксплуатирующихся в республике стальных резервуаров не имеют внутренней антикоррозионной защиты, поэтому влияние этого фактора возрастает еще больше. Реальный срок службы резервуаров без защиты от коррозии составляет 20...25 % от ресурса, оцениваемого без учета коррозионного фактора. В настоящее время при заказе и проектировании резервуаров все чаще применяют практику утолщения стенки на величину припуска на коррозию 2...3 мм, что ненцелесообразно при наличии современных антикоррозионных материалов, позволяющих выполнять долговременную защиту от коррозии на срок до 20 лет. Разработка в ТКП положений и требований к антикоррозионной защите резервуаров позволит значительно увеличить срок их службы. Защита резервуаров от коррозии должна проводиться на основании анализа условий эксплуатации, климатических факторов, атмосферных и иных воздействий на наружные поверхности резервуаров, а также вида и степени агрессивного воздействия хранимого продукта и его паров на внутренние поверхности. По результатам анализа должен быть разработан отдельный проект или раздел в составе проекта КМ (конструкции металлические) по антикоррозионной защите резервуара с указанием системы защиты и срока службы при выполнении принятых в проекте технических решений.

Разработка ТКП позволит проектным организациям и промышленным предприятиям Республики Беларусь развивать направление по проектированию и выпуску резервуаров, повысить надежность, долговечность и экологическую безопасность этих сооружений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сафарян, М.К. Металлические резервуары и газгольдеры / М.К. Сафарян. – М.: Недра, 1987. – 200 с.
2. Новые решения конструкций, технологии сооружения и ремонта стальных резервуаров: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Самара, 2007. – 204 с.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ
ФУНКЦИОНАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ IDEF0
ПРИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ОПАСНОСТЕЙ
В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ**

А.Н. Воронин, Н.Н. Пистунович

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Предлагается использовать методологию функционального моделирования IDEF0 при идентификации опасностей на предприятии магистрального трубопроводного транспорта. Начальным этапом при данной методологии функционального моделирования является выявление бизнес-процессов, происходящих на предприятии и ведущих к основной цели деятельности предприятия. Так как целью создания функциональной модели предприятия трубопроводного транспорта является идентификация опасностей на предприятии, то в качестве «входов» предлагается использовать опасные факторы влияния, а в качестве «выходов» – опасности, создавая удобство при идентификации опасностей. Причем в данном случае этот подход позволит исследовать опасности именно в процессах деятельности предприятия (процессный подход), а не в опасных производственных объектах, т.е. это позволит отойти от элементов (статики) и перейти к процессам (динамике), учитывающим временной фактор.

Постановка задачи. Становление и расширение торговых отношений на мировой арене определяется во многом при полноценном участии стандартизации и технического нормирования. Именно поэтому для проведения успешной деятельности по интеграции Республики Беларусь в мировое экономическое сообщество необходимо адаптировать национальную систему стандартизации к требованиям, предъявляемым мировым сообществом.

Существование различных подходов в национальной и международной системах стандартизации, а также стремление Республики Беларусь стать членом ВТО оказали влияние на проведение реформирования национальной системы технического нормирования и стандартизации. В 2004 году в Республике Беларусь был принят и вступил в действие Закон «О техническом нормировании и стандартизации» [1]. Концептуально реализация данного Закона предусматривает поэтапный переход на новую систему техниче-

СТАНДАРТИЗАЦИЯ ПДУ

ского нормирования и стандартизации. В частности, предстоит провести структурную перестройку нормативной базы, сформировавшейся за многие десятилетия. Необходимость такой перестройки определяет своей стратегической целью улучшение такой характеристики продукции национальных производителей и сферы услуг, как безопасность. Потребительские же характеристики продукции и сферы услуг будут полностью определяться производителями, что на рынке создаст многовариантное предложение продукции-аналога. В такой ситуации спрос на продукцию и сферу услуг будет являться функцией ее потребительских характеристик, что будет способствовать повышению конкурентоспособности продукции и сферы услуг.

Системообразующим фактором новой системы технического нормирования и стандартизации является обязательное обеспечение требований безопасности продукции на всех этапах ее жизненного цикла, содержащихся в технических регламентах, и добровольное соблюдение потребительских свойств продукции, содержащихся в стандартах. Безопасность можно рассматривать как отсутствие опасности либо сведение вероятности ее возникновения, а также масштабов последствий до приемлемого уровня – допустимого риска. Отсюда следует, что одним из ключевых понятий реформы технического нормирования и стандартизации являются понятия «опасность» и «риск». Согласно Рекомендациям по разработке технических регламентов «опасность – источник причинения вреда жизни, здоровью и наследственности человека, имуществу и окружающей среде» [2]. Дефиниция второго термина трактуется как «сочетание вероятности причинения вреда жизни, здоровью и наследственности человека, имуществу и окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений и последствий этого вреда». Данная интерпретация отвечает подходу, когда риск рассматривается как математическое ожидание последствий возникновения опасности, что является наиболее удобным и находит широкое применение для решения ряда задач научного и практического характера.

Так, в Рекомендациях по разработке технических регламентов предусмотрена перечень опасностей, которые необходимо учесть при рассмотрении объектов технического нормирования и стандартизации [2]:

- опасность от излучения;
- биологическая опасность;
- взрывоопасность;
- механическая опасность;
- пожарная опасность;
- промышленная опасность;

- термическая опасность;
- химическая опасность;
- электрическая опасность;
- ядерная и радиационная опасность;
- опасность от электромагнитной несовместимости в части нарушения работы приборов и оборудования.

Таким образом, в целях разработки технических нормативных правовых актов в рамках нового закона возникла объективная необходимость, когда в каждой отрасли промышленности следует выработать алгоритм проведения процедуры идентификации (выявления), таксономии (классификации и ранжирования), квантификации (количественного выражения) номенклатуры опасностей и создать методологию вышеуказанных процедур.

Основная часть. Ситуация, заключающаяся в поиске адекватного подхода к идентификации, таксономии и квантификации номенклатуры источников причинения вреда жизни, здоровью и наследственности человека, имуществу и окружающей среде, возникла и перед отраслью магистрального трубопроводного транспорта, входящего в состав энергетического комплекса страны. Признано, что магистральный трубопроводный транспорт является одним из самых экологически безопасных видов транспорта, и в то же время потенциальные масштабы проявления опасностей могут аккумулировать значительно больший ущерб, наносимый экологической, экономической и социальной системам. Поэтому процедура идентификации опасностей – одна из первых на пути создания новой технической нормативно-правовой базы – является наиболее актуальной в целях реализации реформирования системы технического нормирования и стандартизации.

Решая задачу идентификации опасностей объектов магистрального трубопроводного транспорта различного функционального назначения, в целях обеспечения простоты и удобства выполнения процедуры следует руководствоваться средствами моделирования, т.е. необходимо создать модель отрасли, соответствующую целевому назначению. Существенным является то обстоятельство, что зарождение и проявление опасностей в отрасли магистрального трубопроводного транспорта происходит при выполнении процессов, находящихся между собой в состоянии взаимозависимости и взаимовлияния. Это дает основание полагать, что основными элементами при создании модели отрасли магистрального трубопроводного транспорта будут взаимосвязи и процесс.

Так как отрасль магистрального трубопроводного транспорта прежде всего представляет собой систему, то в создании модели рациональным будет применение системного подхода, который каждый объект (процесс) рассматривает как систему с множеством входов и выходов. Главной причиной множественности входов и выходов в модели является то, что всякая реальная система взаимодействует с объектами окружающей среды неограниченным числом способов. Стряя модель системы, из этого бесчисленного множества связей необходимо отобрать конечное их число. Критерием отбора при этом является целевое назначение модели [3].

При помощи подобного подхода эта задача решается в области системы менеджмента качества в рамках ISO 9001:2000, поэтому наработанный опыт в данной сфере может представлять непосредственный интерес и для моделирования предприятия магистрального трубопроводного транспорта.

Для вышеизложенных целей целесообразно использовать методологию функционального моделирования структуры процессов *IDEF0*, ориентированную на процессный подход. Данная методология в совокупности с возможностью графического представления производственной деятельности предприятия (отрасли) в виде прямоугольных блоков (процессов) и дуг (взаимосвязей) делает такую структуру объектов процесса удобной для применения, так как обладает наглядностью и простотой.

В соответствии с методологией функционального моделирования структуры процессов *IDEF0* объекты процесса (функции) типа «вход» разделяются на три категории» [4]:

- собственно входы (перерабатываемые ресурсы);
- управление (неперерабатываемые, неизнашиваемые ресурсы);
- механизмы (неперерабатываемые, изнашиваемые ресурсы).

«Входы» процесса представляют собой ресурсы, которые будут в результате выполнения процесса подвергнуты изменению. Отличительная черта «входов» заключается в том, что они в том или ином виде, полностью или частично войдут в состав «выхода» процесса. «Механизмы» процесса – неперерабатываемые, но частично изнашиваемые ресурсы. Их можно легко идентифицировать, задавая вопрос: «С помощью чего выполняется преобразование «входов» в «выходы»? «Управление» процесса можно легко идентифицировать, задавая вопрос: «На основании чего выполняется преобразование «входов» в «выходы» [4].

Для того чтобы средствами моделирования охватить всю деятельность предприятия магистрального трубопроводного транспорта, целесообразным будет создать функциональную, информационную и поведенческую модели.

Чтобы модель предприятия магистрального трубопроводного транспорта по методологии *IDEF0* была полностью конгруэнтна поставленным целям (идентификации опасностей), предлагается произвести некоторые преобразования в объектах процесса типа «вход» и «выход». В качестве «входов» процесса будут использованы «факторы влияния» [5] на опасность, а в качестве «выходов» – опасности. В условиях, при которых производственная деятельность предприятия включает несколько процессов, в качестве «выходов» кроме опасностей будут также представлены и факторы влияния, зарождающиеся в одном процессе и переходящие в следующий процесс. Тогда объекты процесса типа «вход», «выход» можно представить следующим образом (рисунок).



Применение данного подхода можно продемонстрировать на примере предприятия магистрального трубопроводного транспорта – компрессорной станции.

Для более тщательного процесса идентификации опасностей объекта, а в нашем случае компрессорной станции, необходимо процесс «транспортировать газ» декомпозировать до элементарного уровня либо уровня, удовлетворяющего поставленным целям.

Заключение. В данной статье предлагается использовать методологию функционального моделирования *IDEF0* при идентификации опасностей на предприятии магистрального трубопроводного транспорта. Начальным этапом при данной методологии функционального моделирования является выявление бизнес-процессов, происходящих на предприятии и ведущих к основной цели деятельности предприятия.

Так как целью создания функциональной модели предприятия трубопроводного транспорта является идентификация опасностей на предприятии, то в качестве «входов» предлагается использовать опасные факторы

влияния, а в качестве «выходов» – опасности, создавая удобство при идентификации опасностей.

Применение процессного подхода в методологии моделирования *IDEF0* в совокупности с предложенным подходом, в котором в качестве объектов типа «вход» используются факторы влияния, а в качестве объектов типа «выход» – опасности и факторы влияния, позволит более наглядно «увидеть» тот перечень опасностей, который свойственен предприятию магистрального трубопроводного транспорта. Причем в данном случае этот подход позволит исследовать опасности именно в процессах деятельности предприятия (процессный подход), а не в опасных производственных объектах, т.е. это позволит отойти от элементов и перейти к процессам.

ЛИТЕРАТУРА

1. О техническом нормировании и стандартизации: Закон Респ. Беларусь от 5 января 2004 г., № 262-З. – Минск: Госстандарт, 2004. – 67 с.
2. Технические регламенты. Рекомендации по разработке. – Минск: БелГИСС, 2004. – 32 с.
3. Перегудов, Ф.И. Введение в системный анализ: учеб. пособие для вузов / Ф.И. Перегудов, Ф.П. Тараканко. – М.: Высш. шк., 1989. – 367 с.
4. 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.
5. Оценка эффективности системы защиты окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский [и др.] // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2006. – № 3. – С. 155 – 162.

2. ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 517.958:621.791.92

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЭЛЕКТРОДУГОВОЙ ЗАВАРКЕ ДЕФЕКТОВ В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДА

**В.И. Байков¹, И.А. Гишкелюк¹, Т.В. Сидорович¹,
Б.А. Тонконогов¹, А.М. Русь²**

¹*ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова» НАН Беларусь,
Минск, Беларусь,*

²*ОАО «Белтрансгаз», Минск, Беларусь*

Рассмотрены вопросы математического моделирования тепловых процессов в стенке трубы магистрального газопровода при электродуговой заварке дефектов. Разработанная модель позволяет определить поля температур, формирующиеся в стенке трубы в процессе заваривания несквозных дефектов, и является эффективным инструментом для нахождения оптимальных параметров электродуговой сварки. Верификация предложенной модели показала, что погрешность вычисления температуры не превышает 8 % в диапазоне 500...1100 °C и 20 % в диапазоне 200...500 °C.

Главный фактор, определяющий безопасность и качество сварного соединения в ходе проведения ремонтных работ, – это правильный выбор режимов сварки. Использование методов математического моделирования дает возможность теоретически определить поля температур и напряжений в зоне термического влияния, рекомендовать оптимальные режимы электродуговой сварки и служить теоретической основой разработки методики выполнения ремонтных работ на действующих газопроводах.

Математическая модель тепловых процессов включает в себя уравнение энергии для распространения тепла в пластине в стандартном виде, теоретические зависимости термических свойств (теплоемкости и теплопроводности) материала трубы от температуры и граничные условия для тепловых потоков на границах расчетной области: тепловой поток источника (дуги); поток тепла, отводимого за счет теплопроводности, и тепло-

отдачу с поверхности трубы в окружающее пространство, имеющую конвективную и радиационную составляющие [1, 2].

Рассмотрим процесс электродуговой сварки, применяемой для ликвидации несквозных трещин в стенке трубы магистрального газового трубопровода (рис. 1).

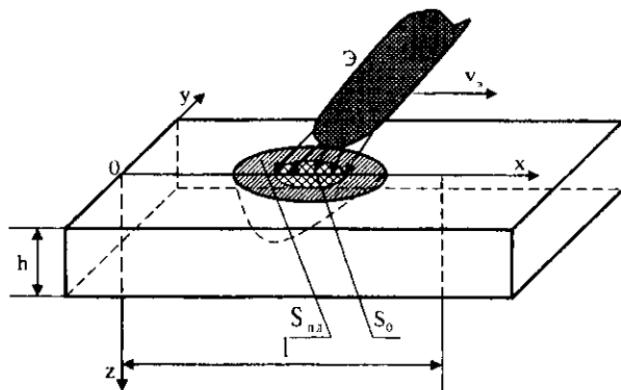


Рис. 1. Геометрическая интерпретация к математической модели тепловых процессов при электродуговой заварке дефектов в стенке трубопровода

Обозначения x , y и z определяют трехмерную декартову систему координат. В плоскости xy находится участок поверхности трубы, содержащий трещину l , по направлению оси $0x$. Толщина стенки трубы равна h . Благодаря большому диаметру трубы ($D \sim 1$ м) рассматриваемый участок можно считать плоским. Вдоль трещины со скоростью v , движется дуговой источник тепла, возникающий в результате разности потенциалов U между электродом \mathcal{E} и телом трубы. При определенных значениях разности потенциалов U , токе I , протекающем через дугу, площади S_0 дуги на поверхности и скорости v , можно реализовать режим нагрева и проплавления пластины на необходимую глубину.

Нестационарное уравнение энергии для распространения тепла в пластине имеет стандартный вид [2]:

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T), \quad (1)$$

где θ – энергия единицы массы материала трубы при температуре T : $\theta = \theta(T)$; λ – коэффициент теплопроводности материала трубы. Теплопро-

водность материала λ в данном рассмотрении считаем постоянной величиной. Обобщение на случай $\lambda = \lambda(T)$ принципиальных трудностей не составляет.

В случае постоянной теплоемкости трубы ($C_p = const$) энергия θ определяется выражением:

$$\theta = C_p T. \quad (2)$$

В общем случае $C_p = C_p(T)$. В дальнейшем полагаем C_p кусочно-постоянной величиной с различными значениями по i -тым температурным интервалам $\Delta T_i = T_i - T_{i-1}$, $i = 1, 2, \dots, n$. Тогда уравнение (1) примет вид:

$$C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \Delta T, \quad (3)$$

где $\Delta = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ – оператор Лапласа.

Перейдем к формулировке краевых условий. Естественно предположить, что в начальный момент времени $t = 0$ температура равна температуре окружающей среды T_s , и в общем случае она может быть задана некоторой функцией координат $T_s = T_s(0, x, y, z)$:

$$T_s(0, x, y, z) = T_s. \quad (4)$$

Сформулируем граничные условия на поверхностях: $z = 0$ и $z = h$.

Приток энергии и теплоотдача на единицу площади при $z = 0$ являются функциями времени, координат и поверхностной температуры $T_0 = T_0(t, x, y, 0)$.

Поток $\Phi_1(t, x, y, 0, T_0)$ должен быть равен потоку тепла, отводимому вглубь пластины теплопроводностью:

$$-\lambda \left. \frac{T}{z} \right|_{z=0} = \Phi_1(t, x, y, 0, T_0). \quad (5)$$

Аналогично, на внутренней поверхности пластины $z = h$:

$$-\lambda \left. \frac{T}{z} \right|_{z=h} = \Phi_2(t, x, y, h, T_h), \quad (6)$$

где $T_h = T(t, x, y, h)$.

Определим функции Φ_1 и Φ_2 . Функция Φ_1 состоит из теплового потока источника на поверхности g_d (дуга) и теплоотдачи с поверхности в окру-

окружающее пространство, которая имеет конвективную g_k и радиационную g_r составляющие:

$$\Phi_1 = g_e - g_k - g_r. \quad (7)$$

Как известно [3],

$$g_k = \alpha_1(T_0 - T_e), \quad (8)$$

α_1 – коэффициент конвективной теплопередачи с поверхности при температуре T_0 в окружающую среду с температурой T_e (воздух).

Определим g_e следующим образом:

$$g_e = \frac{A I U}{S_0} \exp(-k[(x - v, t)^2 + y^2 + z^2]). \quad (9)$$

Здесь A – коэффициент использования мощности дуги (введением его можно учесть как тепловые потери в окружающее пространство, так и расход энергии на расплавление электрода, сварочной проволоки и так далее (обычно $A = 0,5 - 0,7$), S_0 – площадь дугового пятна на поверхности; k – коэффициент сосредоточенности.

Гауссов вид координатной зависимости отображает тот факт, что у дуги имеется горячее ядро и относительно холодная периферия; выражение $x - v, t$ учитывает движение дугового источника g_e вдоль оси x со скоростью v , [2].

Функция Φ_2 определяется аналогично (8) со своим коэффициентом теплоотдачи α_2 :

$$\Phi_2 = \alpha_2(T_h - T_e), \quad (10)$$

где T_h, T_e – температуры стенки и прокачиваемого по трубе газа соответственно; α_2 зависит в общем случае от параметров прокачиваемого газа.

Таким образом, полная формулировка математической модели включает в себя уравнения (3)...(10).

Для определения распределения полей температур в стенке трубы с помощью сформулированных математических моделей теплофизических процессов, протекающих при заваривании несквозных дефектов, реализованы соответствующие алгоритмы численного решения полученных уравнений и осуществлена их компьютерная реализация.

Общая блок-схема комплексного моделирования процессов сварки приведена на рисунке 2.

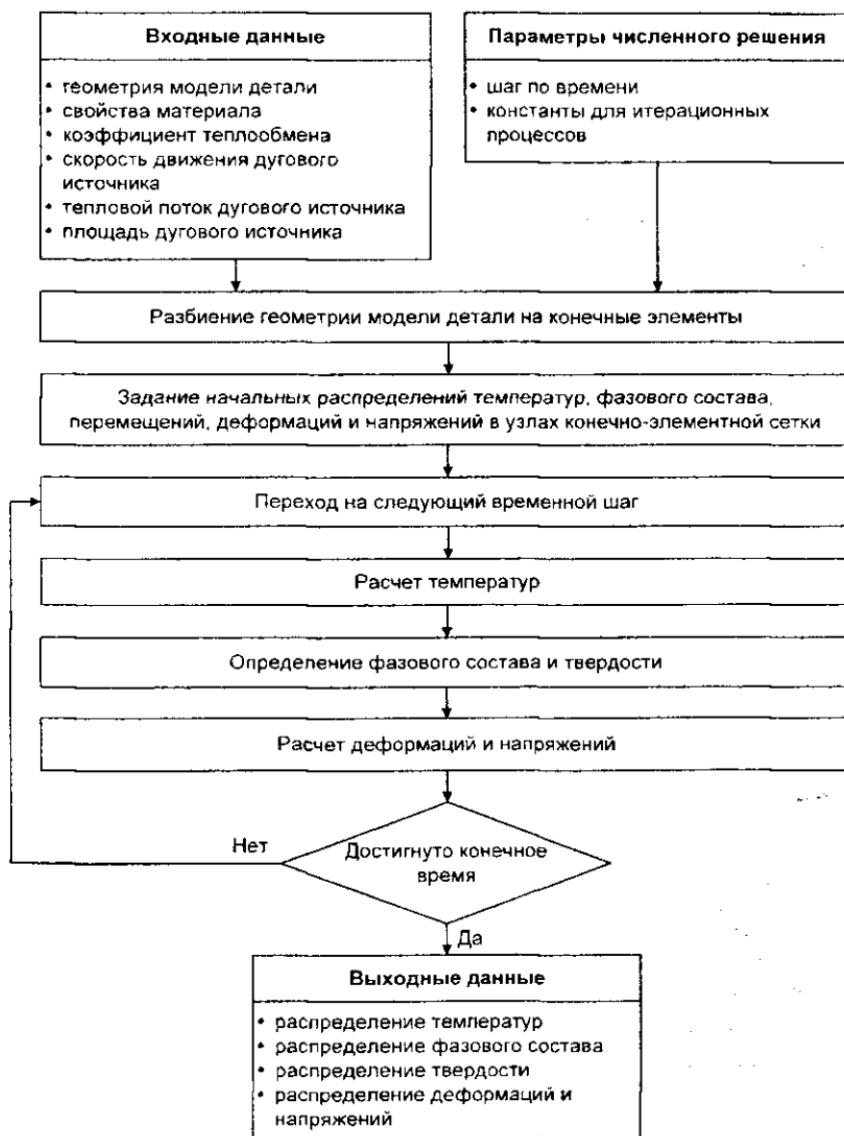


Рис. 2. Логическая схема комплексного моделирования теплофизических процессов при сварке

Исходя из поставленной задачи моделирования, для решения краевой задачи, описывающей теплофизику процесса сварки, выбран метод конечных элементов в силу его эффективности, универсальности, наглядности и надежности [4 – 6]. При этом необходимо использовать известные данные не только о термических, но и механических и межфазных свойствах материалов (в том числе их фазовых составляющих), а также о кинетике фазовых переходов (например, термокинетические и изотермические диаграммы нагрева и охлаждения), что позволяет повысить точность и достоверность результатов моделирования [7 – 9].

Опишем подход к численному решению тепловой задачи методом конечных элементов.

Как показано выше, математическое описание тепловых процессов осуществляется с применением нестационарного уравнения теплопроводности (Фурье – Кирхгофа) с соответствующими граничными условиями, учитывающими конвективный и лучистый механизмы теплообмена.

В результате решения уравнения теплопроводности с граничными и начальными условиями методом конечных элементов находится распределение температур в теле. При этом уравнение теплопроводности сводится к системе уравнений [10, 11]:

$$\frac{C(T^{n+\omega})}{\Delta t}(-T^n + T^{n+1}) + P(T^{n+\omega})[(1-\omega)T^n + \omega T^{n+1}] = F^{n+\omega}, \quad (11)$$

где C и P – матрицы теплоемкости и теплопроводности соответственно; T – вектор температур в узлах; F – вектор тепловых сил; n – номер инкремента; $T^{n+\omega}$ и $F^{n+\omega}$ означают, что температура и тепловая нагрузка вычисляются в момент времени $t = t + \omega \Delta t$ ($0 \leq \omega \leq 1$).

Однако в уравнении теплопроводности, в отличие от классической нелинейной постановки, дополнительно учитывается то, что значения теплоемкости, плотности и теплопроводности зависят не только от температуры, но и от фазовых составляющих сталей, а плотность внутренних источников теплоты обусловлена поглощением и выделением энергии в результате фазовых превращений. Это позволяет проводить моделирование и решать задачу распространения тепловых полей в теле с учетом фазовых превращений, которые в значительной степени влияют на термические свойства материала изделия. Логическая схема решения тепловой задачи представлена на рисунке 3.

свойства материала изделия. Логическая схема решения тепловой задачи представлена на рисунке 3.

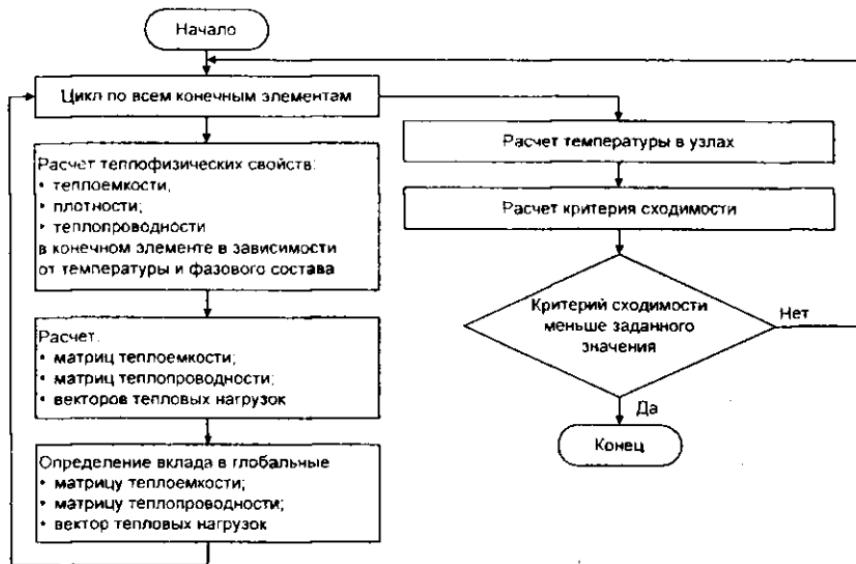


Рис. 3. Логическая схема решения тепловой задачи

Таким образом, алгоритм численного решения тепловой задачи для случая сеточной дискретизации модели детали конечными элементами тетраэдralной формы (см. рис. 3) следующий:

1. Вычисляются теплофизические свойства материала в конечном элементе в зависимости от фазового состава и температуры:

$$\rho = \sum_{i=1}^n \rho_i f_i; C_{Vi} = \sum_{i=1}^n C_{Vi} f_i; \lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i f_i, \quad (12)$$

где ρ_i , C_{Vi} , λ_i – соответственно плотность, теплоемкость и теплопроводность – теплофизические свойства i -той фазы; f_i – доля i -той фазы (аустенита, феррита, мартенсита и др.) в конечном элементе; n – количество фаз в конечном элементе.

2. Определяются:

- объем тетраэдralного элемента;
- матрица теплоемкости;
- коэффициенты функции формы

4. Если элемент является граничным (один или несколько узлов элемента принадлежат поверхности моделируемого объекта), то вычисляется коэффициент теплообмена излучением:

$$\alpha_i = \frac{\varepsilon\sigma(T_i^4 - T_\infty^4)}{T_i - T_\infty}, \quad (13)$$

5. Вычисляется вектор узловых тепловых сил, обусловленных внутренними источниками теплоты.

6. Вычисляется вектор сил, обусловленных конвективным теплообменом, и добавляется к вектору тепловых сил.

7. Объединение (сборка) локальных матриц C_e , P_e и векторов F_e по всем конечным элементам приводит к глобальным матрицам C , P и вектору F . Процесс сборки локальных матриц конечного элемента в глобальную матрицу рассмотрен в [12 – 14]. В результате итерационное решение системы уравнений (11) на текущем временном шаге дает значения температур в момент времени $t = t + \Delta t$ во всех узлах конечно-элементной сетки. Эти значения используются для определения нового фазового состава и расчета напряженно-деформированного состояния. Затем определяются температуры на следующем временном шаге, и процесс продолжается до тех пор, пока не будет достигнуто заданное время.

Логическая схема решения тепловой задачи (см. рис. 3) построена на основании приведенной выше модели. Численный расчет производился для области трубы магистрального газопровода, геометрия которой [1] соответствует участку трубы толщиной 7,5 мм с дефектом типа «каверна» размерами $6 \times 70 \times 2,5$ мм. При этом дуговой источник имитировался как тепловой поток мощностью $q_d = 5,3 \cdot 10^7 \text{ Вт}/\text{м}^2$, проходящий через поверхность площадью $S = 3,14(3 \cdot 10^{-3})^2 \text{ м}^2$ и движущийся вдоль оси X со скоростью $v_d = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}/\text{с}$.

Для верификации разработанной математической модели и метода численного решения выполнено сравнение результатов моделирования с данными экспериментального термографического исследования. Полученные термограммы позволяют отследить динамику изменения температурного поля в процессе заварки дефекта типа «каверна», а также определить среднюю скорость движения электрода.

В начальный момент времени имеют место максимальные температурные градиенты. В соответствующий момент времени участок трубы, температура которого равна температуре окружающей среды, в результате

воздействия электродугового источника резко нагревается до температуры плавления. Далее при заваривании дефекта в результате воздействия электродугового источника будут иметь место меньшие температурные градиенты, так как температура на участке трубы выше температуры окружающей среды за счет оттока тепла из более нагретой области. Это может обусловить высокие напряжения на участке трубы, возникающие в начальный момент заварки дефекта.

На рисунке 4 представлены визуализированные результаты численного моделирования температурного поля и термограмма распределения тепла с обратной стороны темплета, вырезанного из трубы, на 30-й секунде от начала процесса сварки.

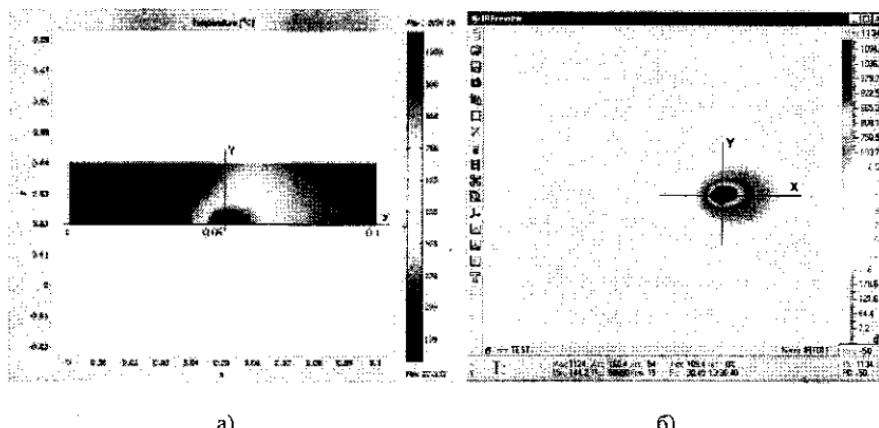


Рис. 4. Результаты численного моделирования температурного поля при заварке «каверны» (а) и термографического исследования (б) (экспериментальные термограммы визуализируются с помощью программы IRPReview)

На основании численных и экспериментальных измерений были построены графические зависимости изменения температуры в заданных сечениях расчетной области (рис. 5). Наблюдается хорошее согласование результатов моделирования с экспериментальными данными: средняя погрешность расчета распределения температуры в заданном сечении для диапазона температур 500...1100 °C не превысила 8 %, однако в диапазоне температур 200...500 °C она достигает 20 %, что обусловлено неполным учетом кондуктивного потока тепла в остальную часть тела, приводящего к более быстрому охлаждению детали, что видно из рисунка 5.

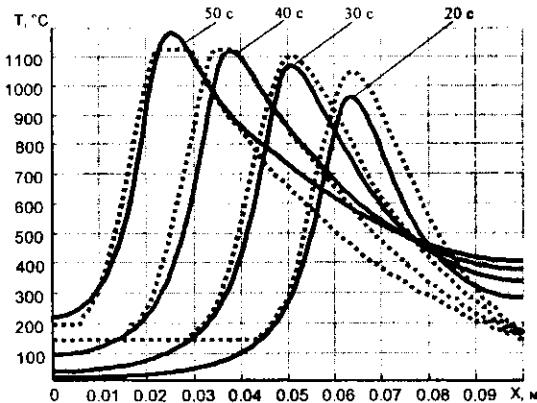


Рис. 5. Сравнение расчетного распределения температуры (сплошная линия) с экспериментальными данными (штриховая линия) для моментов времени 20...50 с

Таким образом, представленная математическая модель, численная схема и алгоритм ее компьютерной реализации корректно описывают теплофизические процессы, протекающие в стенке трубы при проведении сварочных работ, позволяют оценить динамику изменения температуры и фазовые превращения металла в зоне термического влияния дуги и могут служить эффективным теоретическим инструментом для определения оптимальных параметров электродуговой сварки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Математическое моделирование температурных напряжений в стенке трубы магистрального газопровода при заварке дефектов / В.И. Байков [и др.] // Препринт № 7. – Минск: ИТМО НАН Б, 2006. – 59 с.
2. Китаев, А.М. Дуговая сварка / А.М. Китаев, Я.А. Китаев. – М.: Машиностроение, 1983. – 272 с.
3. Исаченко, В.П. Теплопередача / В.П. Исаченко, В.А. Осипова, А.С. Сукомел. – М.: Энергия, 1975. – 488 с.
4. Кулон, Ж.-Л. САПР в электротехнике / Ж.-Л. Кулон, Ж.-К. Сабоннадье; пер. с франц. – М.: Мир, 1988. – 208 с.
5. Гуляев, А.П. Термическая обработка стали / А.П. Гуляев. – М.: Машгиз, 1960. – 495 с.
6. Жарков, В.А. Visual C++ на практике / В.А. Жарков. – М.: Лаборатория базовых знаний, 2002. – 424 с.
7. Славинский, М.П. Физико-химические свойства элементов / М. П. Славинский. – М.: Металлургиздат, 1952. – 765 с.

8. Энциклопедия неорганических материалов. – Киев: Укр. сов. энцикл., 1977. – Т. 1, 2.
9. Излучательные свойства твердых материалов: справочник / под ред. А.Е. Шейндлина. – М.: Энергия, 1974. – 472 с.
10. Зенкевич, О. Конечные элементы и аппроксимация / О. Зенкевич, К. Морган. – М., 1986. – 318 с.
11. Юдаев, Б.Н. Теплопередача: учеб. для машиностроит. спец. втузов / Б.Н. Юдаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1981. – 319 с.
12. Сегерлинд, Л. Применение метода конечных элементов / Л. Сегерлинд; пер. с англ. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
13. Шабров, Н.Н. Метод конечных элементов в расчетах деталей тепловых двигателей / Н.Н. Шабров. – Л.: Машиностроение, 1983. – 212 с.
14. Зенкевич, О. Метод конечных элементов в технике / О. Зенкевич; пер. с англ. – М.: Мир, 1975. – 544 с.

УДК 517.958:621.791.92

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ПОЛЕЙ ТЕМПЕРАТУР И ЭФФЕКТИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ
В СТЕНКЕ ТРУБЫ ГАЗОПРОВОДА
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СВАРОЧНЫХ РАБОТ**

В.И. Байков¹, И.А. Гишкелюк¹, Т.В. Сидорович¹,
Б.А. Тонконогов¹, А.М. Русь²

¹ГНУ «Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова» НАН Беларуси,
Минск, Беларусь,

²ОАО «Белтрансгаз», Минск, Беларусь

Выполнено численное моделирование процесса электродугового заваривания несквозных дефектов в стенке трубы магистрального газопровода. Исследовано влияние величины силы тока в электродуговом тепловом источнике на глубину проплавления и уровень временных и остаточных напряжений, возникающих в стенках различной толщины. Показано, что вычислительный эксперимент может служить эффективным средством выбора оптимальных режимов электродуговой сварки при проведении ремонтных работ на действующем газопроводе.

Основными проблемами, возникающими при проведении ремонтных работ на участке трубы действующего газопровода, по которому перекачивается газ, являются обеспечение целостности и работоспособности газопровода с соблюдением необходимого качества сварных соединений. Возникно-

вение этих проблем вызвано возможностью проплавления стенки трубы и превышения уровня допустимых временных и остаточных напряжений.

Обеспечение высокого качества шва при наличии интенсивного охлаждения со стороны внутренней поверхности – весьма сложная задача. Для ее решения требуется определить максимальные температуры, скорости охлаждения и нагрева, длительность выдержки в критических интервалах температур, степень влияния на перечисленные выше параметры сварки скорости движения электрода и так далее. Поэтому представляется перспективным при разработке технологии электродуговой заварки дефектов использовать методы математического (компьютерного) моделирования и прогнозирования, сокращая тем самым количество временных, трудовых и материальных затрат.

В данной работе приводятся результаты вычислительного эксперимента по установлению влияния силы тока в электродуговом тепловом источнике на глубину проплавления, уровень временных и остаточных напряжений при заваривании несквозных дефектов в стенах труб различной толщины, а также исследуется степень влияния скорости движения газа в трубе на распределения температур и напряжений [1].

Общая постановка задачи: в трехмерной декартовой системе координат xyz находится моделируемый участок поверхности трубы, содержащий трещину l по направлению оси $0x$. Толщина стенки трубы равна h . Благодаря большому диаметру трубы ($D \sim 1$ м) исследуемый участок можно считать плоским. Поскольку рассматриваемая задача является симметричной, то расчет можно производить для половины участка трубы (рис. 1).

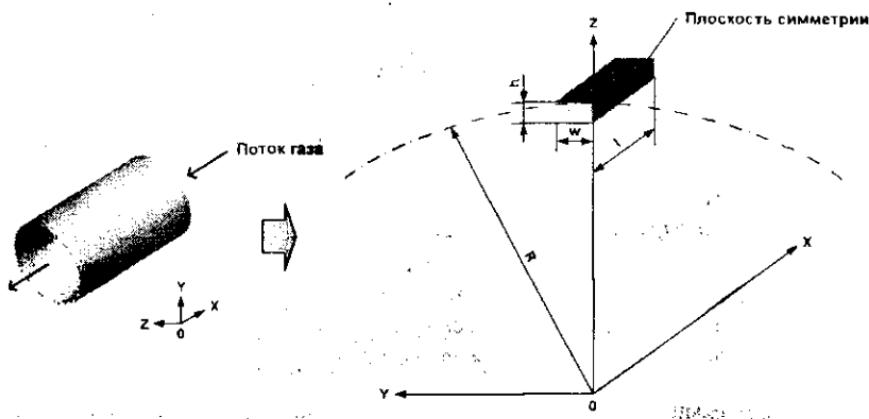


Рис. 1. Графическая интерпретация к математической модели формирования температур, деформаций и напряжений в стенке трубы

Основные вопросы математического моделирования процессов электродуговой заварки несквозной трещины в стенке трубы газопровода (описание формирования деформаций и напряжений) достаточно подробно изложены в работе [2]. Эти параметры связаны с неравномерным линейным температурным расширением, разной плотностью образующихся фаз и давлением газа внутри трубы.

Значения напряжений могут существенно превышать предел пластичности материала, поэтому необходимо учитывать не только упругие, но и пластические деформации. Кроме того, задача усложняется тем, что в расплавленной области расчет деформаций необходимо производить не для сплошного твердого тела, а для тела, в котором присутствуют твердая и жидккая фазы [3].

Расчет напряжений в упругой области основывается на законе Гука, устанавливающем связь между деформациями и напряжениями [4, 5], а в пластической области – на ассоциативном законе пластического течения [6 – 8].

Переход из упругого состояния в пластическое характеризуется функцией текучести Мизеса, широко применяемой при расчете деформаций и напряжений в стальных телах [4, 7, 8].

Деформация в теле определяется изменением температуры и фазового состава, в результате чего происходит изменение объема тела [4]. Механические свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел текучести, модуль упрочнения и температурный коэффициент линейного расширения) зависят от фазового состава и температуры.

Рассмотрим основные уравнения, используемые при расчете температурных напряжений и деформаций в стенке трубы.

Модель расчета деформаций и напряжений основана на условии равновесия:

$$-\nabla \cdot \sigma = f, \quad (1)$$

где σ – вектор напряжений; f – вектор внешних сил [4, 9].

Деформации в теле обусловлены изменением температуры и фазового состава:

$$\epsilon = \epsilon_{ep} + \epsilon_{th} + \epsilon_{st} + \epsilon_0. \quad (2)$$

Здесь ϵ_{ep} – упругопластическая деформация; ϵ_{th} – термическая; ϵ_{st} – структурная; ϵ_0 – начальная деформация [9, 10].

Значения напряжений выражаются через деформации с помощью уравнения:

$$\sigma = D(\epsilon - \epsilon_{th} - \epsilon_{st} - \epsilon_0) + \sigma_0, \quad (3)$$

где D – матрица, равная матрице упругости D_e при упругом деформировании и матрице упругопластичности D_{ep} при пластическом деформировании; векторы: σ – напряжений; ϵ – деформаций; σ_0 – начальных напряжений [4, 7, 8, 11].

Для малых перемещений, имеющих место в процессе сварки, связь между деформациями и перемещениями определяется выражениями:

$$\begin{aligned}\epsilon_{xx} &= \frac{\partial u}{\partial x}, \quad \epsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right), \\ \epsilon_{yy} &= \frac{\partial v}{\partial y}, \quad \epsilon_{yz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right), \\ \epsilon_{zz} &= \frac{\partial w}{\partial z}, \quad \epsilon_{xz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right),\end{aligned} \quad (4)$$

где u , v и w – перемещения в направлении осей x , y и z соответственно [8, 12].

Переход из упругого состояния в пластическое основан на использовании функции текучести Мизеса [8]:

$$f(\sigma) = \bar{\sigma} - \sigma_m, \quad (5)$$

где $\bar{\sigma}$ – интенсивность напряжения; σ_m – напряжение текучести, которое зависит от температуры.

Интенсивность напряжения вычисляется по формуле:

$$\bar{\sigma} = \sqrt{\frac{(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})^2 + (\sigma_{yy} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{xx})^2 + 6(\sigma_{xy}^2 + \sigma_{yz}^2 + \sigma_{xz}^2)}{2}}. \quad (6)$$

В пластической области связь между напряжениями и деформациями определяется как [6 – 8]

$$\sigma = D_{ep}(\epsilon - \epsilon_{th} - \epsilon_{st} - \epsilon_0). \quad (7)$$

Подставляя зависимости напряжений от деформаций (3) и деформаций от перемещений (4) в уравнение равновесия (1), получаем систему из трех нелинейных дифференциальных уравнений, которую можно записать в векторной форме:

$$\nabla(\mathbf{c}(u)\nabla u + \alpha T + \delta) = \mathbf{f}, \quad (8)$$

где $\mathbf{c}(u)$ – вектор коэффициентов, характеризующий свойства материала.

Уравнения, описывающие распределение тепла и напряжений в стенке трубы, с соответствующими граничными и начальными условиями решаются с помощью численного метода [2, 7, 13 – 15].

Как показывает опыт, в рассматриваемой задаче целесообразно применять метод конечных элементов, поскольку он позволяет относительно легко произвести геометрическую дискретизацию и хорошо моделирует явления, описываемые уравнениями в частных производных [2, 15, 16]. При этом для обеспечения повышения точности и достоверности результатов моделирования необходимо учитывать фазовые превращения, происходящие в материале, и зависимость термических и механических свойств материала от температуры и фазового состава [17 – 19].

Параметры вычислительного эксперимента:

- толщина стенки трубы h задавалась равной 7,5; 10 и 12 мм;
- скорость движения электродугового источника тепла v , – 1,3 мм / с;
- начальная температура детали – 290 К;
- мощность электродугового источника (потока) тепла определялась по формуле: $g_0 = \frac{A I U}{S_0} \exp(-k[(x - v, t)^2 + y^2 + z^2])$, при значении коэффициента сосредоточенности $k = 2 \cdot 10^4$, $U = 22$ В и $I = 80, 90, 100, 110$ и 120 А.

- для учета теплообмена внешней ($z = h$) и внутренней ($z = 0$) поверхностей трубы с воздухом использовался коэффициент теплопередачи α , равный 15 Вт/(м²·К);

- для остальных поверхностей участка трубы принималось равенство потока тепла нулю, т.е. на этих границах теплообмен с окружающей средой отсутствовал.

Зависимости глубин проплавления стенки трубы и максимальных эффективных напряжений на внутренней поверхности трубы от силы тока в электрической дуге представлены на рисунках 2 и 3.

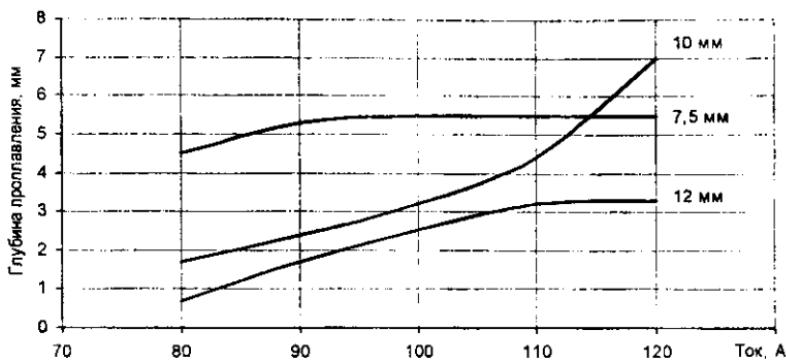


Рис. 2. Глубина проплавления металла (отсчитывается от дна «каверны») от силы тока в электрической дуге для стенок различной толщины; $\alpha = 15 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$

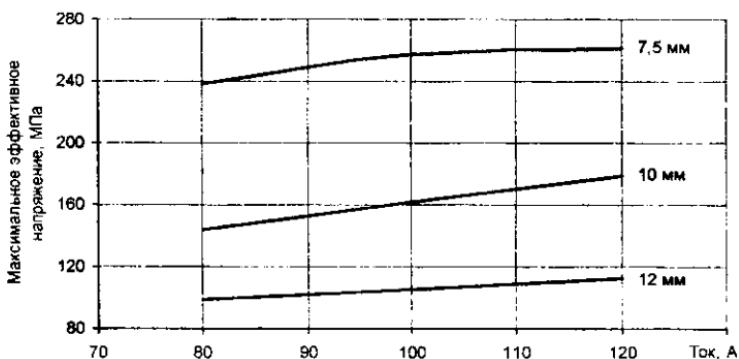


Рис. 3. Изменение максимальных эффективных напряжений от силы тока в электрической дуге для стенок различной толщины на 1,12 с от начала процесса сварки на внутренней поверхности

Из приведенных результатов видно, что чем больше толщина стенки трубы, тем меньше область проплавления: с увеличением толщины стенки трубы происходит более быстрое охлаждение проплавленной области за счет преобладающего переноса тепла в глубину стенки трубы.

Как и следовало ожидать, с возрастанием силы тока в электрической дуге глубина области проплавления увеличивается. Тем не менее уровень временных и остаточных напряжений изменяется незначительно и не пре-

вышает предела прочности используемого материала при соответствующей температуре.

Зависимость максимальной температуры на поверхностях трубы от толщины стенки и силы тока в электрической дуге такая же, как и для глубины проплавления: с утолщением стенки трубы температура на внешней и внутренней поверхностях трубы будет уменьшаться, а с возрастанием силы тока в электрической дуге – увеличиваться. Так, с изменением толщины стенки трубы от 7,5 до 12 мм (60 %) при силе тока 80 А максимальная температура на внутренней поверхности уменьшилась от 1611 до 802 К (~ 50 %). С возрастанием же силы тока в электрической дуге от 80 до 120 А (50 %) для трубы с толщиной стенки 7,5 мм максимальная температура на внутренней поверхности увеличилась от 1611 до 2313 К (~ 44 %), что значительно превысило температуру плавления материала [1].

Можно отметить, что с возрастанием силы тока от 80 до 120 А для трубы с толщиной стенки 10 мм температурные напряжения увеличились на внешней поверхности приблизительно от 292 до 313 МПа (~ 7 %), а на внутренней – от 144 до 179 МПа (~ 24 %), что лежит значительно ниже уровня допустимых напряжений (для стали 17Г1С равны ~ 300 МПа).

При анализе изменения остаточных напряжений в зависимости от возрастания силы тока наблюдается их увеличение: в пределах 63 % для внешней поверхности и 82 % для внутренней при указанной выше толщине стенки трубы. Однако уровень их был несуществен и составлял приблизительно от 0,09 до 0,34 МПа.

Таким образом, вычислительный эксперимент показывает, что вероятность разрушения трубы мала для случая, когда толщина стенки составляет 10 и 12 мм (временные и остаточные напряжения не превысили предела прочности). Исходя из этого можно предположить, что выбранные режимы проведения сварочных ремонтных работ ($80 \text{ A} \leq I \leq 120 \text{ A}$) не приведут к появлению дополнительных дефектов, обусловленных напряженно-деформированным состоянием.

При заваривании дефектов температурное поле проникает в глубь тела трубы и рабочий режим должен быть таков, чтобы обеспечить на внутренней поверхности трубы значение температуры, безопасное для сварочных работ при наличии расхода газа.

Правильно выбрать технологические параметры ремонта позволяет оценка влияния скорости движения газа на поле температур на внутренней поверхности трубы.

Вычислительный эксперимент проводился для модели электродуговой заварки несквозного дефекта глубиной 2 мм на стенке толщиной 7,5 мм при протекающем через дугу токе силой 100 А. Варьируемый параметр – ко-

эффективент теплообмена между газом в трубе и внутренней стенкой: 58; 139,8 и 273,2 Вт/(м²·К).

В результате численного исследования получены распределения температур в стенке трубы при различных коэффициентах теплообмена.

Оценка влияния скорости движения газа в трубе на распределения температур и напряжений в процессе заваривания несквозных дефектов с глубиной ≤ 25 % толщины стенки трубы показывает, что при наличии на поверхности трубы электродугового источника тепла, величина которого, как правило, на два порядка больше значений конвективного стока тепла, распределения температуры и, как следствие, напряжений незначительно зависят от скорости движения газа по трубопроводу (для рабочего давления 2 МПа ≤ ΔР ≤ 4 МПа).

Так как значения напряжений в стенке трубы в основном обусловлены температурными полями, скорость течения газа в трубе также будет незначительно влиять на их распределения в течение времени проведения сварки.

Как видно из рисунков 4 и 5, при изменении коэффициента теплообмена от 58 до 273,2 Вт/(м²·К) (~ 371 %) максимальная температура в стенке трубы уменьшается незначительно, всего на 115 К (~ 9 %), а уровень максимальных напряжений увеличивается на 14 МПа (~ 5 %). В конце процесса сварки при отключенном электродуговом источнике тепла конвективный теплообмен будет оказывать влияние на скорость охлаждения трубы (в настоящей работе не рассматривается).

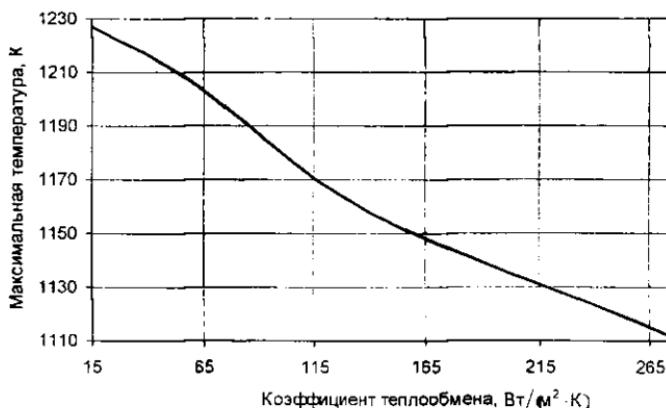


Рис. 4. Зависимость максимальной температуры от коэффициента теплообмена (скорости прокачки газа) на внутренней поверхности трубы

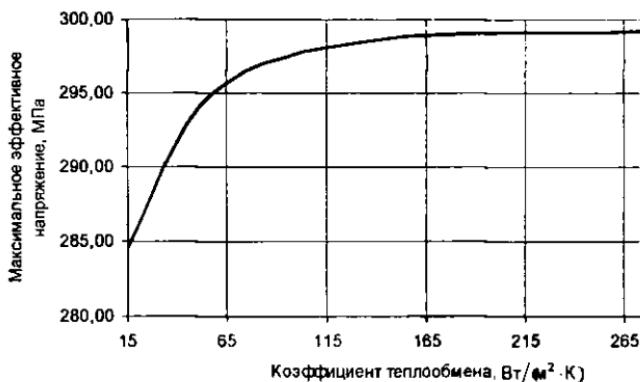


Рис. 5. Зависимость максимального эффективного напряжения от коэффициента теплообмена (скорости прокачки газа) на внутренней поверхности трубы

Следует обратить внимание на то, что результаты численных расчетов сильно зависят от скорости движения электрода, точно определить которую для процесса ручной электродуговой сварки не представляется возможным (рис. 6).

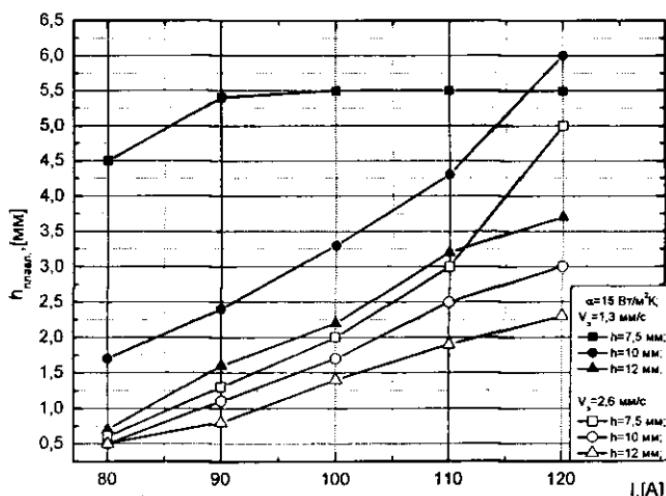


Рис. 6. Влияние скорости движения электрода на глубину проплавления металла трубы в зависимости от тока ($h_{\text{плав}}$ отсчитывается от дна завариваемого дефекта в направлении внутренней поверхности трубы)

Таким образом, учитывая вышесказанное, методику проведения ремонтных работ на действующих газопроводах необходимо разрабатывать исходя из «худших» условий протекания процесса, а именно, когда с внутренней стороны трубы отсутствует конвективный теплосъем и скорость движения электрода является минимальной из возможных. Для определения скорости движения электрода рекомендуем применение метода ИК-спектроскопии.

Полученные результаты находятся в хорошем соответствии с данными термографического исследования и металлографического анализа и позволяют сделать следующий вывод.

Компьютерное моделирование процесса электродуговой сварки может служить эффективным средством при выборе оптимальных и безопасных режимов выполнения ремонтных работ по завариванию несквозных дефектов на действующем газопроводе, в частности, при выборе допустимого значения силы тока в электрической дуге, исключающего сквозное проплавление металла трубы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Численное исследование влияния параметров процесса заварки дефектов на распределение температурных напряжений в стенке трубы газопровода / В.И. Байков [и др.] // Препринт № 5. – Минск: ИТМО НАН Б, 2007. – 37 с.
2. Математическое моделирование температурных напряжений в стенке трубы магистрального газопровода при заварке дефектов / В.И. Байков [и др.] // Препринт № 7. – Минск: ИТМО НАН Б, 2006. – 59 с.
3. Ландау, Л.Д. Теоретическая физика / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1988. – Т. 6: Гидродинамика. – 735 с.
4. Биргер, И.А. Сопротивление материалов: учеб. пособие / И.А. Биргер, Р.Р. Мавлютов. – М.: Наука; Гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. – 560 с.
5. Ван Флек, Л. Теоретическое и прикладное материаловедение / Л. ван Флек; пер. с англ. – М.: Атомиздат, 1975. – 472 с.
6. Безухов, Н.И. Приложение методов теории упругости и пластичности к решению инженерных задач: учеб. пособие для втузов / Н.И. Безухов, О.В. Лужин. – М.: Высш. шк., 1974. – 200 с.
7. Теория пластических деформаций металлов / Е.П. Унксов [и др.]; под ред. Е.П. Ункsova, A.G. Oвчинникova. – M.: Машиностроение, 1983. – 598 с.
8. Хоникомб, Р. Пластическая деформация металлов / Р. Хоникомб. – M.: Mир, 1972. – 408 с.

9. Абрамов, В.В. Напряжения и деформации при термической обработке стали / В.В. Абрамов. – Киев; Донецк: Высш. шк., 1985. – 135 с.
10. Боли, Б. Теория температурных напряжений / Б. Боли, Дж. Уэйнер. – М.: Мир, 1964. – 517 с.
11. Коваленко, А.Д. Термоупругость / А.Д. Коваленко. – Киев: Наукова думка, 1975. – 216 с.
12. Ионов, В.Н. Динамика разрушения деформируемого тела / В.Н. Ионов, В.В. Селиванов. – М.: Машиностроение, 1987. – 272 с.
13. Галлагер, Р. Метод конечных элементов. Основы / Р. Галлагер; пер. с англ. – М.: Мир, 1984. – 428 с.
14. Митчелл, Э. Метод конечных элементов для уравнений с частными производными / Э. Митчелл, Р. Уэйт; пер. с англ. В.Е. Кондрашова, В.Ф. Курякина. – М.: Мир, 1981. – 216 с.
15. Самарский, А.А. Введение в численные методы / А.А. Самарский. – М.: Наука, 1987. – 459 с.
16. Жарков, В.А. Visual C++ на практике / В.А. Жарков. – М.: Лаборатория базовых знаний, 2002. – 424 с.
17. Славинский, М.П. Физико-химические свойства элементов / М.П. Славинский. – М.: Металлургиздат, 1952. – 765 с.
18. Энциклопедия неорганических материалов. – Киев: Укр. сов. энцикл., 1977. – Т. 1, 2.
19. Излучательные свойства твердых материалов: справочник / под ред. А.Е. Шейндлина. – М.: Энергия, 1974. – 472 с.

УДК 621.643

СТРЕСС-КОРРОЗИОННАЯ ДЕГРАДАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Л.Я. Побережный

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

Процессы снабжения природным газом сопровождаются значительными его потерями (в 2001 году 1,93 млрд. м³). В этой связи комплексная проблема минимизации потерь и повышения эффективности использования энергоносителей является весьма актуальной, а ее решение позволит сэкономить значительные средства, которые можно будет направить на обеспечение безопасности и надежности снабжения газа потребителю, поддержку надлежащего функционирования газотранспортной системы в целом.

Статистические исследования причин отказов и аварий на нефтегазопроводах показали, что основными из них являются стрес-коррозионные повреждения, усталостное и коррозионно-усталостное разрушения. Ранее изучено электрохимическое поведение одной из самых распространенных трубопроводных сталей 17Г1СУ в предложенных модельных средах (МС) (таблица), которые имитируют основные типы грунтовых электролитов [1].

Химический состав модельных сред для коррозионных испытаний

№ МС	Концентрация, моль/л			
	NaCl	Na ₂ SO ₄	HCl	H ₂ SO ₄
1	0,01	—	—	—
2	0,05	—	—	—
3	0,1	—	—	—
4	0,005	0,005	—	—
5	0,025	0,025	—	—
6	0,05	0,05	—	—
7	0,01	—	0,00001	—
8	0,05	—	0,0001	—
9	0,1	—	0,001	—
10	0,005	0,005	—	0,000005
11	0,025	0,025	—	0,00005
12	0,05	0,05	—	0,0005

Полученные результаты дали возможность определить основные компоненты, которые влияют на характер и скорость хода коррозионных процессов. Частично изучены причины их локализации на определенных участках трубопроводов.

Длительное воздействие на металл трубопровода поля напряжений в грунтовом массиве вызывает в нем разные структурные процессы, релаксацию внутренних напряжений и деформацию в целом. Потому исследование закономерностей изменения физико-механических свойств материала труб в процессе эксплуатации позволит точнее определить ресурс конструкций трубопроводов, тем более что в современных условиях повышается актуальность сохранения долговременного потенциала действующих магистральных трубопроводов.

Проведенные обследования подземных магистральных трубопроводов показали, что их срок эксплуатации главным образом зависит от коррозионной стойкости основного металла и сварных соединений труб, а также характера разрушения поверхности металла в местах с нарушенным изоляционным покрытием.

Объектом исследований избраны электросварные прямозовные трубы из стали 17Г1СУ, которые широко используются для строительства под-

земных трубопроводов. Для исследования деформационного поведения стали трубопровода и особенностей хода процессов коррозии стресса разработана компьютеризованная установка КН-1 [2]. Использовали плоские образцы, изготовленные по разработанной в ИФНТУНГ технологии из материала линейной части трубопровода.

Изучение деформационного поведения этой стали в условиях нагрузок и влияний, которые имитируют эксплуатационные, дает возможность лучше оценить остаточный ресурс безопасной эксплуатации действующих и ресурс работы новых трубопроводов, более корректно прогнозировать эксплуатационные риски и оценить уровень потенциальных угроз окружающей среде, вызванных эксплуатацией данных технических объектов.

Особенно важно изучить кинетику деформации в коррозионных средах, поскольку уровень повреждений в итоге синергического воздействия механического и коррозионного факторов растет нелинейно, соответственно увеличивая вероятность разгерметизации или разрушения трубопровода, а следовательно и связанные с этим эксплуатационные риски.

Для прогнозирования коррозионного поведения трубопроводов необходим комплексный анализ внутренних и внешних факторов, которые характеризуют скорость коррозии материала труб в эксплуатационной среде.

Основная цель таких исследований – изучение влияния механического и коррозионного факторов на кинетику стресс-коррозионной деградации материала трубопровода. Для этого была проведена серия механических и коррозионно-механических испытаний в модельных средах.

По результатам химического анализа самых распространенных грунтовых электролитов выбрано 12 модельных сред (см. таблицу) для изучения коррозионно-механического поведения материала нефтегазопроводов с целью изучения влияния химического состава среды и уровня механических напряжений на кинетику хода коррозионных процессов. Модельные среды 1...3 имитируют коррозионное влияние хлоридных, 4...6 – хлоридно-сульфатных электролитов. Модельные среды 7...9 и 10...12 дают возможность изучить влияние pH грунтовых электролитов на ход коррозионных процессов.

Испытания показали, что с увеличением концентрации электролита токи обмена катодного и анодного процессов, а также токи коррозии растут, что подтверждает превалирование электрохимического механизма коррозии в данных системах. Во всех модельных средах коррозия проходит с ярко выраженным анодным контролем. В соответствии с этим в реальных условиях коррозии металла анодный процесс будет локализован на участках поверхности, площадь которых будет в такое же количество раз меньше площади, на которой происходит процесс возобновления. Даже незначительные примеси сульфатов значительно активизируют анодный процесс и скорость коррозии в целом, а также значительно способствуют возникнове-

нию местной коррозии ($i_{0(\text{ан})}/i_{0(\text{кат})} = 6 \cdot 10^3 \dots 5,5 \cdot 10^6$). Увеличение pH от 3 до 5 приводит к уменьшению энергии активации, облегчая тем самым начальную стадию коррозионных процессов. Испытания в растворах, которые содержат одновременно ионы SO_4^{2-} и небольшое количество ионов H^+ (pH = 5) показали наличие синергического эффекта, а именно: одновременное уменьшение энергии активации, увеличение тока коррозии, т.е. ее скорости, а также значительную локализацию анодного процесса ($i_{0(\text{ан})}/i_{0(\text{кат})} = 1 \cdot 10^6$).

О значительном влиянии механического фактора на ход коррозионных процессов свидетельствует вид коррозионных поражений. В зоне сжатия мы наблюдаем преимущественно равномерную коррозию. Местной коррозией поражена незначительная часть площади образца, большинство питтингов и язв неглубокие. Основные повреждения приходятся на центральную часть, причем доминируют не окружные питтинги, а короткие язвы вдоль оси образца. Удельная часть глубоких поражений составляет немного больше 12 %, а их площадь не превышает 2,3 % общей. В зоне растяжения, наоборот, наблюдаем ярко выраженную местную коррозию с многочисленными глубокими (0,4...0,5 мм) питтингами, удельная часть которых в общем количестве составляет около 40 %. Они расположены практически по всей поверхности и занимают почти 10 % ее площади. Форма поражений округлая или близка к ней. Скорость коррозии в пораженных местах в 53,4 раза больше средней для данного образца. Такая значительная разница предопределена тем, что растворимые продукты коррозии не пассивируют материал трубопровода, а следовательно и не способствуют процессу затягивания питтингов. При этом их углубление дополнительно ускоряется действием концентрационных микрогальванических элементов «среда на дне питтинга – внешняя среда».

Таким образом, электрохимическая стресс-коррозия особенно опасна для магистральных трубопроводов и является одной из основных причин их разгерметизации и выхода из строя. Результаты исследований позволят лучше прогнозировать процессы стресс-коррозионной деградации магистральных трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Побережний, Л.Я. Електрохімічні аспекти корозії магістральних газопроводів / Л.Я. Побережний, Ю.П. Гужов // Нафта і газова промисловість. – 2005. – № 1. – С. 48 – 50
2. Гончарук М.І. Корозійно-механічна поведінка металу трубопроводу / М.І. Гончарук, Є.І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. – 2003. – № 1(5). – С. 54 – 59

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Г. Кульбей

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

Трубопроводный транспорт относится к наиболее экологобезопасным видам транспорта [1]. Однако в результате аварий он может оказывать серьёзное негативное влияние на окружающую среду. При авариях на подводных переходах (ПП), т.е. на отрезках трубопроводов, проложенных под водными преградами, в водные объекты попадает огромное количество транспортируемого вещества – нефти или нефтепродукта [4]. Это ярко иллюстрируется аварией, произошедшей в Бешенковичском районе 23 марта 2007 года на нефтепродуктопроводе Унеча – Вентспилс. Разгерметизация нефтепродуктопровода произошла в нескольких километрах от ближайшего водного объекта (реки Улла), однако более 220 тонн дизельного топлива все равно попало в реку Западная Двина и загрязнило акваторию реки вплоть до Балтийского моря.

Аварии на подводных переходах не являются редкостью. В среднем на территории СНГ ежегодно происходит по 1 аварии на подводных переходах. В Беларусь зафиксировано лишь две аварии – в 1974 и 2003 годах.

Вследствие токсичности нефти и нефтепродуктов наносится непоправимый ущерб обитателям водной среды [3, 6]. Стоит лишь упомянуть, что на пораженных участках даже через 15 лет растительный покров восстанавливается менее чем наполовину [2]. Поэтому повышение надежности нефте- и нефтепродуктопроводов в местах пересечения ими водных объектов (на подводных переходах) является одной из важных задач обеспечения экологической безопасности как водных объектов, так и всего региона в целом.

В результате разгерметизации трубопровода даже на сухопутном участке в водный объект может попасть транспортируемый продукт в различных количествах. При аварии в Витебской области эта цифра составила ориентировочно 220 тонн. Однако, как показывают расчеты [5], указанная цифра могла бы быть на порядок больше, если бы авария произошла на подводном переходе магистрального трубопровода (ППМТ), что многократно затруднило бы остановку утечки нефтепродукта из трубопровода и увеличило продолжительность поступления нефтепродукта в окружающую среду.

Количество вышедшего из трубопровода продукта определяется типом разгерметизации трубопровода: «свищ», «трещина» и «гильотинный разрыв». «Свищ» – наиболее малое отверстие разгерметизации, а «гильотинный разрыв» – наиболее большое.

На первый взгляд кажется, что чем меньше отверстие, образовавшееся в результате повреждения трубопровода, тем меньше транспортируемого продукта выльется из трубопровода и тем меньшего размера образуется загрязненный участок. Однако это ошибочное предположение, так как не учитывается величина интервала времени от момента разгерметизации до момента её обнаружения. Чем больше разрыв, тем легче его обнаружить.

В таблице 1 приводится типичный расчет времени распространения пятна нефти при возникновении аварии на магистральном нефтепроводе.

Таблица 1

Время распространения пятна нефти

Характер разрыва	Составляющие времени распространения пятна нефти, с				Всего, с	Всего, ч
	до обнаружения	время сбора бригады	время, затраченное на дорогу	разворачивание бригады		
Гильотинный разрыв	60	1200	1800	7200	10260	2,85
Свищ	43200	1200	1800	7200	53400	14,83

Предполагается, что по истечении указанного времени распространения пятна нефти будут реализованы меры по предотвращению дальнейшего распространения нефтяного загрязнения – на установленных рубежах улавливания нефти уже будут развернуты боновые заграждения, т.с. осуществляется локализация аварии. Однако на водотоках с течением за это время нефтяное пятно осуществит свой дрейф на некоторое расстояние.

В таблицах 2 и 3 приводится расчет длины загрязненных участков при возможных авариях на подводных трубопроводах.

Для оценки, а также для повышения надежности безаварийной работы ППМТ автором разработана структурная модель оценки надежности его функционирования, позволяющая производить учет влияния внешних факторов на всех стадиях его жизненного цикла, выявить наиболее негативно влияющие факторы и произвести их устранение до возникновения аварии на трубопроводе.

При формировании модели необходимо было выделить критерии предельных состояний рассматриваемой конструкции, в качестве которых приняты положения нормативной документации по строительству ППМТ.

Таблица 2

Расчет длины загрязненных участков (характер разрыва – «свищ»)

БЛОК	Скорости воды в коридоре ППМН (средн.), м/с		Время распростра- нения, с	Длина загрязнённого участка реки, м	
	межень	паводок		наиболее ожидаемая	максималь- ная*
Реки					
Хоропуть	0,01...0,3	0,4...1,5	53400	1068	3471
Сож	0,35...0,58	0,83...1,0	52200	6003	6786
Днепр	0,3...0,58	0,7...1,28	53700	7518	89357
Припять	0,17...0,3	0,5...1,8	52680	3424	123271

* – с учетом 30 % попутной средней скорости ветра 3,9 м/с.

Таблица 3

Расчет длины загрязненных участков (разрыв – «гильотинный»)

БЛОК	Скорости воды в коридоре ППМН (средн.), м/с		Время распростра- нения, с	Длина загрязнённого участка реки, м	
	межень	паводок		наиболее ожидаемая	максималь- ная*
Реки					
Хоропуть	0,01...0,3	0,4...1,5	10260	2 052	6 669
Сож	0,35...0,58	0,83...1,0	9060	1 042	1 178
Днепр	0,3...0,58	0,7...1,28	10560	1 478	17 572
Припять	0,17...0,3	0,5...1,8	9540	620	22 324

* – с учетом 30 % попутной средней скорости ветра 3,9 м/с.

Таким образом, критерии определяющих техническое состояние подводных переходов разбиты на две определяющие группы:

1. Критерии, обозначающие *пределное состояние ППМТ*:

- понижение отметок дна в зоне перехода свыше 0,5 м;
- размытие берегов;
- наличие обнаженных и провисающих участков;
- наличие механических повреждений металла трубы;
- повреждения изоляции;
- наружная коррозия, не превышающая 12 % от проектной;
- нарушение устойчивости балластных грузов;
- неисправность или отсутствие береговых информационных знаков и реперов.

2. Критерии, обозначающие неисправное состояние ППМТ:

- обнаженные и провисающие участки свыше 70 % критической длины;
- наличие вибрации трубопровода под воздействием течения;
- наружная коррозия, превышающая 12 % от проектной;
- наличие трещин и мест утечки продукта (нарушение герметичности трубопровода);
- отсутствие части балластных грузов и значительные нарушения в их расположении;
- значительные повреждения крепления берегов с оголением трубопровода.

При достижении моделью приведенных предельных состояний система переходит в другое качественное состояние.

С помощью использованной модели были выделены факторы, традиционно негативно влияющие на надёжность любого ППМТ. Но такой анализ необходимо проводить непосредственно для каждого ППМТ с применением конкретных данных.

Общий упрощенный вид модели:

$$P_n \Rightarrow \min W \Rightarrow [(\max \mathcal{E}) \vee (\min \sum \omega)],$$

где P_n – принимаемое решение; W – функционал цели; \mathcal{E} – эффективность принятого решения; $\sum \omega$ – суммарные затраты.

Модель позволяет выделить несколько решений:

P_1 – изменение периодичности диагностического обследования;

P_2 – изменение технологического режима перекачки (снижение рабочего давления);

P_3 – плановый ремонт подводного перехода;

P_4 – аварийный ремонт подводного перехода;

P_5 – консервация;

P_6 – ликвидация.

Причём $P_7 \in [P_2 \cup P_3 \cup P_4 \cup P_5 \cup P_6]$ – недоставка продукта, т.е. $P_7 \in [P_2 \cup P_3 \cup P_4 \cup P_5 \cup P_6] \Rightarrow \min \mathcal{E}$.

Решение об обеспечении экологической безопасности водного объекта нельзя принимать в одностороннем порядке, т.е. производя ликвидацию сооружений, находящихся вблизи рассматриваемых водных объектов, поэтому решение $P_8 \in [P_2 \cap P_4 \cap P_5 \cap P_6]$ считается максимально неудовлетворительным, так как влечет остановку перекачки продукта и ликвидацию ППМТ. Далее необходимо провести измерение качественных признаков в количественном выражении, т.е. квантификацию. Проведению такой работы сопутствует ряд трудностей, связанных с существованием большого массива рассматриваемых факторов, влияющих на надежность ППМТ,

что заставляет вводить в рассматриваемую модель граничные условия, отдаляющие получаемый результат от реального состояния объекта.

Исходя из вышесказанного, в настоящий момент автором производится разработка методики расчета состояния ППМТ с использованием экспертной оценки. Методика основана на теории нечетких множеств, предложенной Лотфи А. Заде [7, 8]. Лингвистические переменные теории нечетких множеств делают возможным использование в оценке риска не только чисел, но и слов или предложений естественного языка. Они позволяют формализовать качественную информацию об объекте, представленную в словесной форме специалистами-экспертами. Такой подход используется при экспертной оценке риска сложных технических систем и уже широко применяется в страховом деле, менеджменте, проектировании и т.д. Использование метода экспертной оценки и лингвистических переменных в задачах оценки риска, оценки надежности, оценки безопасности и т.д. дает возможность определить состояние объектов, о которых имеется недостаточная или неполная информация.

Дополнительные способы решения поставленной задачи заключаются в применении метода ранжирования и метода нормирования.

Метод ранжирования применяют для упорядочения информации по какому-то фактору, когда не требуется или невозможно его точное измерение. В этом методе эксперт присваивает числовые ранги каждому из приведенных в анкете факторов: 1 – самый важный; 2 – следующий по важности и т.д. Если проводится анкетирование (для повышения объективности результатов) нескольких экспертов, то ранжируют факторы по относительной сумме рангов отдельных экспертов. Для этого вычисляется вели-

чина $W_j = \frac{R_j}{\sum_j R_j}$, где $R_j = \sum_i a_{ij}$ – сумма рангов, присвоенных всеми экспертами фактору с номером j .

В методе нормирования каждый эксперт каждому оцениваемому фактору ставит в соответствие число из промежутка от 0 до 1 b_{ij} . Результирующий вес j -того фактора, определяющий его важность, находится по формуле:

$$W_j = \frac{1}{m} \sum_i w_{ij},$$

где m – количество участвующих в опросе экспертов; w_{ij} – относительный вес j -того фактора на основании оценок i -того эксперта $\left(w_{ij} = \frac{b_{ij}}{\sum_i b_{ij}} \right)$.

Для определения индекса технического состояния составлена общая описывающая зависимость

$$R = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K E_i W_{i,j} F_{i,j,k} Q_{i,j,k},$$

где R – индекс технического состояния; E – весовой коэффициент группы; W – весовой коэффициент подгруппы в данной группе; F – весовой коэффициент фактора в данной подгруппе; $Q_{i,j,k}$ – балльная оценка k -того фактора в j -той подгруппе i -той группы; I – количество групп факторов; $J(i)$ – количество подгрупп факторов в i -той группе; $k_{(i, j)}$ – количество факторов в каждой j -той подгруппе каждой i -той группы.

Теперь, при проведении законченной количественной оценки, можно будет получить численное значение показателя надежности, позволяющее ранжировать ППМТ по уровню технического состояния, что (в рамках одной трубопроводной организации) означает возможность рационального планирования годового бюджета на ремонтно-восстановительные работы.

На предприятиях транспорта нефти и нефтепродуктов, в состав эксплуатационных сооружений которых входят ППМТ, отсутствует количество необходимой информации по технологии и качеству строительства трубопровода (технология и качество изготовления применяемых труб, их транспортировка, хранение, монтаж), также отсутствуют подробные данные по анализу грунтов и почв, по типу пересекаемых болот и т.д. Существующие базы данных не имеют оперативного обновления информации. Именно поэтому метод экспертной оценки надежности ППМТ представляется как наиболее приемлемый, позволяющий произвести обеспечение экологической безопасности водных объектов в условиях ограниченной информации.

Овладев информацией о неблагоприятной ситуации на конкретном ПП, можно вовремя предпринять мероприятия по повышению его надежности. Одно из мероприятий основано на применении принципиально новой технологии – сооружения подводного перехода способом наклонно направленного бурения. Хотя стоимость прокладки подводных участков трубопроводов в результате применения этой технологии и возрастает, в долгосрочном плане новая технология позволяет экономить значительные средства. Согласно прежней технологии в створе перехода разрабатывали огромные канавы в дне реки, куда укладывались две нитки трубопровода – основную и резервную. Рыба погибала на протяжении 10...15 километров по течению от зоны строительства, вырубались большие участки леса по берегам, а на восстановление экосистемы требовалось несколько лет.

Суть же новой технологии заключается в том, что в нескольких метрах под дном реки и в сотне метров от уреза воды пробуривается туннель

(так называемая пилотная скважина), по которому прокладывают трубопровод (дюкер). При этом воздействие на речную экосистему практически исключается, сокращаются площади, отводимые под строительство, возрастает безремонтный срок службы перехода, а его надежность настолько высока, что отпадает необходимости в прокладке резервной нитки. Эксплуатация подводных переходов магистральных трубопроводов с высокой степенью надежности позволит свести к минимуму негативное экологическое воздействие трубопроводов на окружающую среду, особенно для наиболее экологически уязвимых объектов природы – водоемов и водотоков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Власак, П. Экологические аспекты трубопроводного транспорта / П. Власак, В.К. Липский // Охрана окружающей среды. – 1982. – Вып. 1. – С. 59 – 62.
2. Вознесенский, Г.Ф. К оценке содержания нефтепродуктов в речной воде при разливах на подводных переходах / Г.Ф. Вознесенский, И.А. Колесков // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1999. – № 6. – С. 32 – 35.
3. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации подводных переходов / К.А. Забела [и др.] // Нефтепромысловое строительство. – 1992. – № 9.
4. Кульбей, А.Г. Проблемы прогнозирования и предупреждения аварий при эксплуатации подводных переходов магистральных трубопроводов / А.Г. Кульбей // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – 206 с.
5. Опыт декларирования промышленных объектов / В.К. Липский [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: тез. докл. IV междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – 206 с.
6. Черняев, В.Д. Ликвидация аварий на подводных нефтепроводах / В.Д. Черняев, К.А. Забела // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – № 3, 4, 6, 7.
7. Zadeh, L.A. Fuzzy sets. / L.A. Zadeh // Information and Control. – 1965. – Vol. 8. – P. 338 – 353.
8. Zadeh, L.A., The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning. Information Sciences / L.A. Zadeh. – 1975. – Vol. 8. – P. 199 – 249, 301 – 357; Vol. 9. – P. 43 – 80.

РОСТ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ГРУНТА С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЧИСЛА КОЛЕБАНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

Н.А. Гаррис¹, Г.Р. Аскаров²

¹ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия,

²ООО «Баштрансгаз», Уфа, Россия

Для исследования воздействия переменной температуры и влажности на коррозионную активность грунтов были проведены две серии опытов на стальных образцах (ст. 3) в грунтовом электролите.

По результатам опытов установлено, что при импульсном изменении температуры, а следовательно, и влажности грунта потери массы образцов в 6,9...11,2 раза больше, чем при неизменных температуре и влажности грунта контактирующего с газопроводом.

Для эксплуатационных режимов магистральных газопроводов характерны частые колебания температуры. В течение месяца только число включений вентиляторов АВО на площадках охлаждения природного газа достигает 30...40. В течение года, с учетом технологических операций (остановка компрессорного цеха, ГПА и т.п.) и климатических факторов (дождь, паводки и т.д.), это сотни колебаний, а в течение всего срока эксплуатации – тысячи и десятки тысяч.

Для исследования воздействия переменной температуры и влажности на коррозионную активность грунтов были проведены две серии опытов на стальных образцах (ст. 3) в грунтовом электролите.

Опыты проводились на экспериментальной установке, с моделированием термодинамических процессов, происходящих в сечении магистрального газопровода с поврежденной изоляцией, пересекающего периодически пересыхающий ручей [1].

По результатам первой серии опытов (№ 1...4), описанных в [2], было установлено, что при импульсном изменении температуры, а следовательно, и при импульсном изменении влажности потери массы образцов в 6,9...11,2 раза больше, чем при неизменных температуре и влажности грунта контактирующего с газопроводом. Анализ характера поражения образцов, подвергнутых импульсному температурному (влажностному) воздействию показал, что при обтекании образца проточной водой развивается обширная, ярко выраженная язвенная коррозия стальной поверхности с

максимальным поражением по ходу «ручья». Этот факт свидетельствует об эффекте суммирования или наложения эффектов воздействия температуры и влажности на коррозионные процессы с резким увеличением коррозионной активности среды.

При стабильной температуре и отсутствии водостока, при одинаковой первоначальной влажности грунта язвенные поражения поверхности минимальны или отсутствуют, а потери металла вследствие коррозии на порядок меньше.

Результаты первой серии опытов дают основание предполагать, что с увеличением числа температурных импульсов потери массы образцов должны увеличиваться. Основанием явилось также и то обстоятельство, что грунтовые электролиты в коррозионно-активном слое грунта вокруг газопровода большого диаметра ведут себя совершенно особым образом, а именно:

1) работают в пористой грунтовой среде, поэтому передвижению ионов препятствуют скелетные формы грунта;

2) находятся в колебательном движении под действием термодвижущих сил, так как температурные градиенты непрерывно меняются, при этом влага «пробивает» себе оптимальный путь в пористой среде, сглаживает неровности и бугорки в капиллярном протоке, что со временем значительно уменьшает гидравлическое сопротивление капилляров;

3) увеличение подвижности грунтовой влаги и ее колебательное движение активизируют коррозионные процессы. При наличии водостоков (овраги, балки и т.п.) происходит активная эвакуация продуктов коррозии из активного слоя грунта к периферии и обновление электролита.

В таком режиме микротрешины развиваются стремительно, сливаются, и в результате по некоторому «оптимальному руслу» формируют магистральную трещину (дефект). Увеличение числа циклов должно способствовать этому процессу.

Исследования были продолжены, была проведена вторая серия опытов с целью изучения влияния частоты температурных импульсов на коррозионную активность грунта.

Опыты № 5...8 проводились на смеси глинистых и суглинистых грунтов, отобранных при производстве вскрышных работ на образцах, идентичных образцам первой серии опытов (табл. 1).

Грунты для экспериментов взяты из шурfov при индентификации дефектов КРН на газопроводе Уренгой – Петровск Ду 1400. Образцы грунтов – глины и суглинки, взятые с ПК 3402 + 80. На образцах, взятых с позиции 6 часов, имеются следы оглеения. Трубопроводы в шурфах ПК 3402 + 80, подверженные коррозионным и стресс-коррозионным воздействиям, в процессе ремонтных работ были заменены. Температурный режим устанавли-

вался импульсный, по отработанной схеме 45/35 °С. Данные по средней температуре и удельному тепловому потоку представлены в таблице 2. Водный режим поддерживался одинаковым.

Таблица 1

Параметры образцов второй серии опытов, с циклическим режимом нагрева

№ (образца) опыта	Материал образца	Длина, мм	Диаметр, мм	Площадь поверхности, см ²	Вес, г
(5) 5	ст. 3	111,25	20,00	69,895	98,564
(6) 6	ст. 3	111,80	20,00	70,210	95,364
(7) 7	ст. 3	112,20	20,00	70,462	99,480
(8) 8	ст. 3	112,00	19,85	69,808	94,620

Таблица 2

Режимы нагрева образцов

№ опыта	Напряжение, U, в	Сила тока, I, А	Мощность, W, Вт	Удельный те- пловой поток, $q = \frac{W}{L}$, Вт/м	Средняя температура t_{cp} , °С
6	10	0,525	5,25	46,96	10,17
7	12,5	0,850	10,60	94,47	13,68
5	15	1,000	15,00	136,36	9,76
8	20	1,340	26,80	239,29	10,54

Таким образом, образцы второй серии опытов, в отличие от первой, испытывались в идентичных условиях на одной и той же экспериментальной установке: одинаковые грунтовые условия, подача воды, температура нагрева, температура воздуха.

Время испытания каждого образца в лабораторных условиях составило $24 \pm 0,5$ часа, что соответствует примерно 14 годам эксплуатации газопровода в натурных условиях [1].

Вариация циклов в данной серии опытов достигалась изменением напряжения на ТЭНе, а следовательно, удельного теплового потока, подводимого к образцам.

Из таблицы 3 видно, что соотношение времени нагрева t_n и времени остывания t_o меняется с изменением числа циклов n . Характер изменения температуры показан на рисунках 1...4.

Таблица 3

Параметры нагрева образцов в циклическом режиме 45/35 °C

№ образца	Удельный тепловой поток, Вт/м	Длительность опыта, ч	Число циклов, n	Время цикла (нагрев – остывание), мин	Время нагрева, мин	Время охлаждения, мин
5	179	24,6	82	18	6,0	12,0
6	46	24,0	14	102,9	89,9	13,0
7	94,47	24,1	60	24,1	14,1	10,0
8	239,29	24,1	76	19,0	3,9	15,1

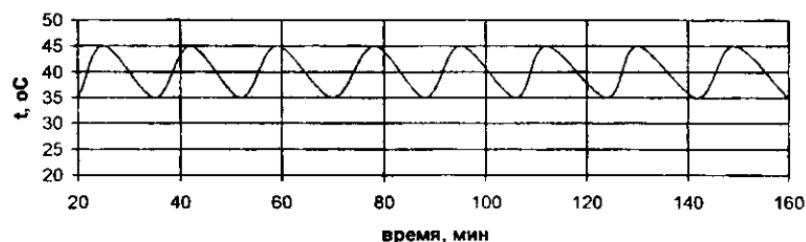


Рис. 1. Характер изменения температуры (опыт № 5)

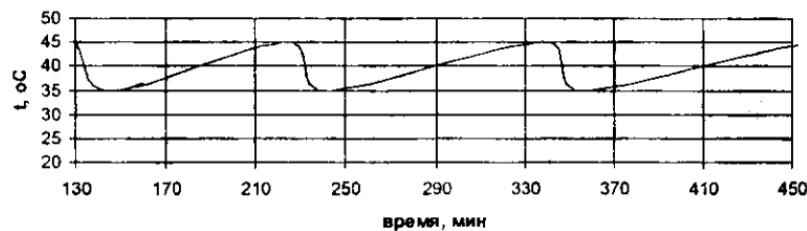


Рис. 2. Характер изменения температуры (опыт № 6)

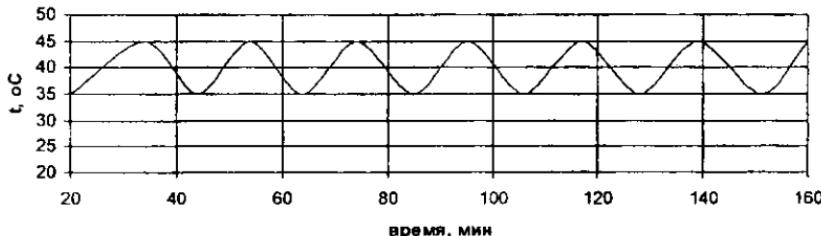


Рис. 3. Характер изменения температуры (опыт № 7)

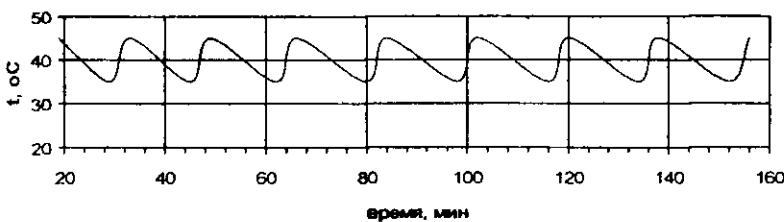


Рис. 4. Характер изменения температуры (опыт № 8)

Анализ графиков показывает, что с увеличением числа циклов меняется соотношение длительности нагрева и остывания. В опытах № 5 (82 цикла) и № 8 (76 циклов) время нагрева меньше времени остывания, а в опытах № 6 и № 7 наоборот. Параметры нагрева образцов в циклическом режиме приводятся (см. табл. 3). При одинаковой общей продолжительности опытов (≈ 24 часа) число циклов зависит от удельного теплового потока, при увеличении мощности которого сокращается время нагрева. Время остывания колеблется незначительно от 10...15 минут, при этом время остывания в опытах № 5 и № 6 (12...13 мин) практически одинаково. Несколько выделяется время остывания в опытах № 7 и № 8, они отличаются в 1,5 раза (10 и 15 мин), хотя масса и поверхность образцов примерно одинаковы. Это объясняется изменением термодинамических условий остывания грунта, а также изменением его гидравлического сопротивления.

Результаты проведенных опытов показали, что потери массы образцов вследствие их коррозии отличаются (табл. 4).

Таблица 4

Потери массы образцов второй серии опытов,
с циклическим режимом нагрева по схеме 45/35 °С

№ образца	Вес образцов, г			Потери массы образцов		
	до опыта	после опыта	после отмычки	ΔG , г	$\frac{\Delta G}{S}$, г/см ²	$\frac{\Delta G}{l}$, г/см
5	98,564	95,690	95,550	3,014	0,04314	0,2709
6	95,364	92,600	92,480	2,884	0,04108	0,2580
7	99,480	96,614	96,560	2,920	0,04144	0,2602
8	94,620	91,710	91,578	3,042	0,04358	0,2716

Зависимость потерь массы образцов от числа тепловых импульсов представлена на рисунке 5.

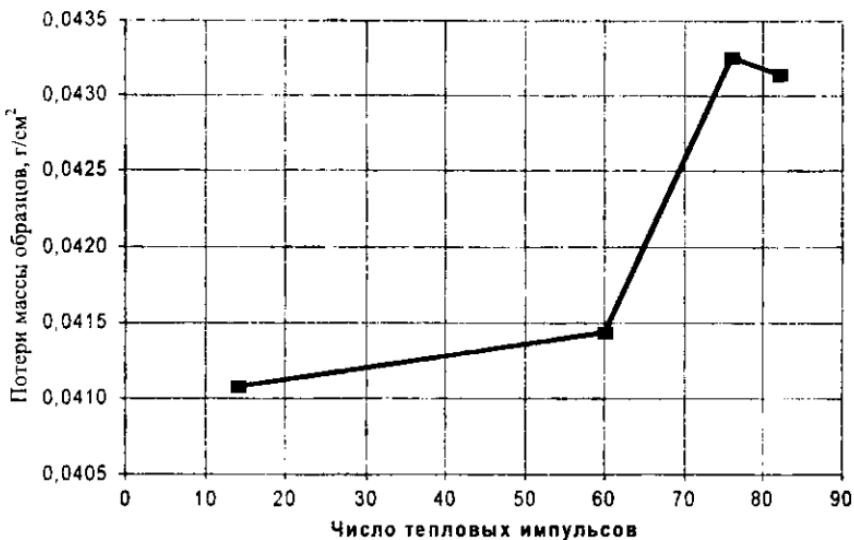


Рис. 5. Зависимость потерь массы образцов от числа тепловых импульсов

Из рисунка 5 видно, что с увеличением числа циклов за один и тот же период времени активность коррозионных процессов возрастает, о чем свидетельствует рост относительных потерь массы образцов. Эта зависимость нелинейная и носит прогрессирующий характер.

Следует отметить, несмотря на то, что в опыте № 8 использовался образец с меньшей массой и площадью поверхности по сравнению с остальными образцами, удельная потеря массы у него составила большую величину. Это можно объяснить тем обстоятельством, что образец № 8 подвергался воздействию большего удельного теплового потока по сравнению с образцом № 6, который был подвержен наименьшему удельному тепловому потоку. Образец № 8 имеет удельную потерю массы на 6 % больше.

Отсюда следует вывод, что для снижения коррозионной активности грунта, окружающего трубопровод, необходимо не только стабилизировать температурный режим магистрального газопровода, но и по возможности уменьшать температуру перекачиваемого газа.

Чем стабильнее условия теплообмена газопровода с окружающим его грунтом, тем меньше возможность активизации коррозионных и стресскоррозионных процессов.

Выводы и рекомендации

1. Рост коррозионной активности грунта с увеличением температурных циклов доказывает, что эффект «раскачивания» при импульсном воз-

действии способствует образованию в массиве грунта оптимальных (с гидравлической точки зрения) каналов, по которым отводится отработавший электролит, унося с собой продукты коррозии и уступая место новой порции грунтового электролита.

2. Рекомендуется рассматривать стабилизацию теплогидравлического режима газопровода как меру борьбы с коррозионными процессами. Данная задача должна решаться как на этапе проектирования новых газотранспортных систем – путем принятия новых проектных решений, так и при эксплуатации – путем совершенствования способов регулирования режимов работы основного и вспомогательного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаррис, Н.А. Экспериментальная установка для изучения коррозионных процессов на трубопроводах / Н.А. Гаррис, Г.Р. Аскarov // Материалы Новоселовских чтений: сб. науч. тр. Вып. 2. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 161 – 167.
2. Гаррис, Н.А. Причина коррозионной активности грунтов вокруг газопроводов большого диаметра / Н.А. Гаррис, Г.Р. Аскarov // Материалы Новоселовских чтений: сб. науч. тр. Вып. 2. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 167 – 172 .

УДК 622.692

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ШИРИНЫ ТРАНШЕИ ПО ДНУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРАНШЕИ НА УЧАСТКЕ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ БЕРЕГОВОЙ ЛИНИИ МОРСКИМ ТРУБОПРОВОДОМ

И.А. Прокопенко

*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия*

Анализ перспективных проектов строительства трубопроводов в России в ближайшие годы позволил сделать вывод об актуальности для нашей страны решения всех вопросов, связанных с морскими трубопроводными проектами. Одним из наиболее трудоемких и ответственных участков работ при строительстве морских трубопроводов является участок пересечения береговой линии. На этом участке самым простым, наиболее экономичным способом производства работ, связанным с минимальным риском, является укладка трубопровода в траншею, что приводит к его наиболь-

шему использованию в практике строительства морских трубопроводов. Однако в действующих нормативных документах выявлено отсутствие методологии определения параметров производства работ по пересечению береговой линии этим способом. Таким образом, возникает необходимость совершенствования методик определения параметров производства работ на участке, и в первую очередь определения объемов работ по разработке траншеи. Основным параметром для расчета объемов работ является принимаемая ширина траншеи по дну. Эта величина зависит прежде всего от возможностей оборудования, производящего подготовку траншеи и укладку трубопровода, а также от количества труб, укладывающихся в одну траншею, и от диаметра укладываемого трубопровода (таблица).

**Установленные проектные ширины траншеи
на примере проектов строительства морских трубопроводов в России**

Проект	Диаметр трубы	Диаметр с покрытиями, мм	Количество ниток в одной траншее	Расстояние между осями, м	Откос (метод крепления стенок)	Ширина по дну, м
Голубой поток	24" (~ 600 мм)	~ 690	2	5	1:2 (дамба)	10
Джубга – Лазаревское – Сочи	16" (406,4 мм)	~ 490	1	–	1:1 (дамба)	5
			2	5	1:1 (дамба)	10
Сахалин II	14" (~ 350 мм)	~ 510	4	5	1:0 (коффердам)	18
Переход через Байдарацкую губу	48" (1219 мм)	1400 мм	1	–	1:0 (коффердам)	5
Северный поток	48" (1219 мм)	~ 1400	2	15	1:1 (дамба)	20

Для расчета ширины траншеи за основу предложена методика расчета согласно ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы», ширина подводных траншей при строительстве подводных переходов по дну в пределах участка пересечения береговой линии определяют из выражения:

$$B = D_H + \sqrt{\Delta_p^2 + \Delta_T^2} + \Delta_z, \quad (1)$$

где D_H – наружный диаметр конструкции трубопровода с защитным и балластным покрытием, м; Δ_p – запас, учитывающий допускаемые отклонения по ширине траншеи (по обе стороны от оси) в процессе ее разработки, м; Δ_T – запас, учитывающий отклонения продольной оси трубопровода от

проектной оси траншеи (в обе стороны) при укладке трубопровода, м; Δ_3 – запас на заносимость траншеи донными наносами со стороны ее верхнего откоса, м.

При укладке морских трубопроводов необходимо учитывать специфику укладки нескольких (n) трубопроводов в одну траншею (рис. 1):

$$B = nD_H + t \cdot (n - 1) + \sqrt{\Delta_P^2 + (n\Delta_T)^2} + \Delta_3. \quad (2)$$



Рис. 1. Укладка нескольких трубопроводов в одну траншею

Для разработки и укладки морских трубопроводов запас Δ_P , учитывающий допускаемые отклонения по ширине траншеи, определяется погрешностью работы земснарядов – черпакового земснаряда и земснаряда с механическим рыхлителем грунта. Погрешности типового оборудования, применяемого для производства этих работ, не превышают 1 м в каждую сторону от траншеи (рис. 2). Таким образом, максимальный запас Δ_P , принимаемый для расчета, составляет 2 м.



Рис. 2. Отклонения при разработке грунта Δ_3

Величина запаса на укладку Δ_T определяется погрешностью производства работ по протаскиванию трубопровода. Эта величина не превышает погрешность производства работ по укладке трубопровода в море – максимальное отклонение 0,5 м в одну из сторон от оси прокладываемого трубопровода (рис. 3). Принимаемая величина Δ_T не превышает 1 м.

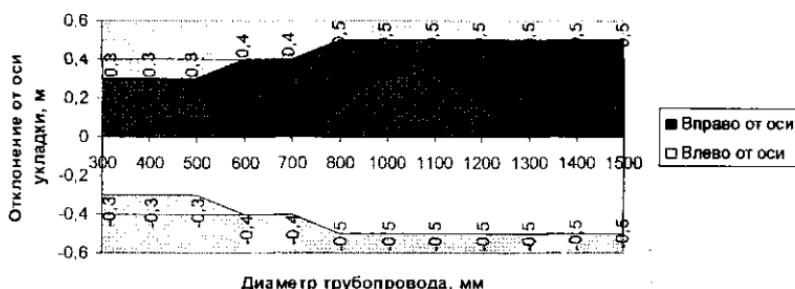


Рис. 3. Отклонения при разработке грунта Δ_t

Вычисление расстояний между осями трубопроводов основывается на анализе рисков укладки и эксплуатации трубопроводов. В отличие от сухопутных трубопроводов, морские трубопроводы, как правило, покрыты утяжеляющими бетонными покрытиями, что обеспечивает дополнительную надежность конструкции. Это приводит к тому, что вероятность взрыва трубопровода значительно меньше, чем на сухопутных участках, и соответствует существующим нормам (менее $1 \cdot 10^{-6}$).

Таким образом, расчет расстояний между осями параллельно прокладываемых трубопроводов t сводится к анализу рисков при протаскивании трубопровода параллельно уже уложенному трубопроводу (рис. 4).

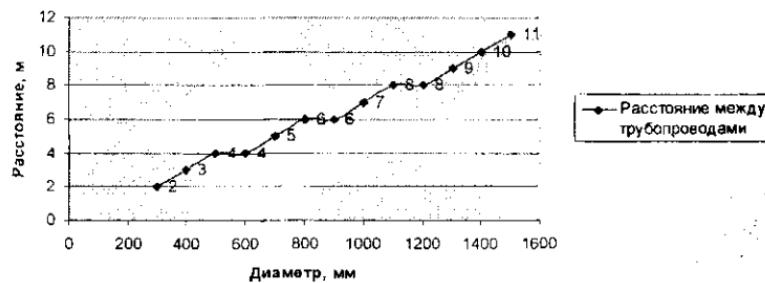


Рис. 4. Расстояния между трубопроводами в одной траншее

Ширина траншеи по дну для укладки морских трубопроводов на участке пересечения береговой линии составит:

$$B = nD_H + t \cdot (n - 1) + \sqrt{4 + n^2} + \Delta_j. \quad (3)$$

При определении объемов разработки траншеи на участке пересечения береговой линии морским трубопроводом учитываются специфические особенности строительства морских трубопроводов, что обеспечивает безопасность при строительстве и надежность при эксплуатации морских трубопроводных систем.

Другим важным аспектом при выборе ширины траншеи по дну является вопрос ограничения по работе различных механизмов.

Работа экскаваторов в береговой зоне ограничена максимальной шириной разработки, так как характеризуется длиной рукояти ковша и мощностью экскаватора.

Среднее рабочее плечо экскаватора с обратной лопатой с удлиненной рукоятью составляет 11,4 м, например типа ЕК 400-05 компании КРАНЭКС (рис. 5).

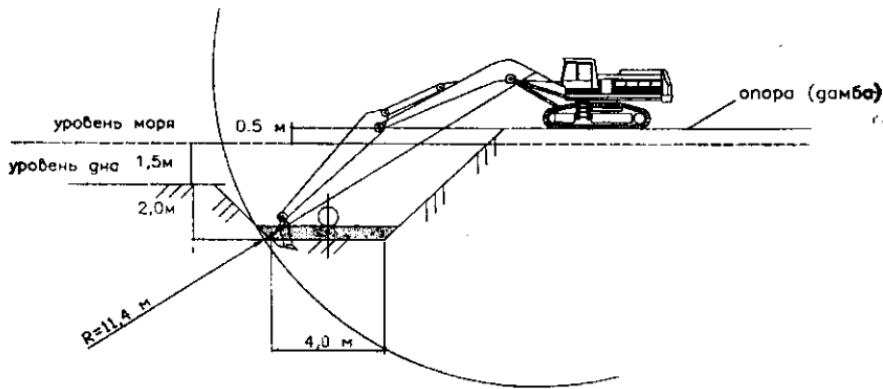


Рис. 5. Ограничение ширины разработки параметрами оборудования

Далее при работе оборудования по разработке в более глубоководной зоне (применяются землесосы и земснаряды с механическим рыхлителем грунта) работа ограничена в свою очередь минимальным ходом всасывающего оголовка, и составляет, как правило, не менее 8...11 м.

3. ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 622.692.4

ОПЫТ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОГО ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ СКВОЗНЫХ ОТВЕРСТИЙ В СТЕНКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

А.А. Долгий¹, И.М. Блакунов², Н.А. Гейдан¹, С.П. Пантелеимонов¹

¹*ООО «LatRosTrans», Даугавпилс, Латвия,*

²*NGKS, Москва, Россия*

Представлены практические результаты применения специализированного внутритрубного детектора для обнаружения сквозных отверстий в стенке магистрального трубопровода. Целесообразность его применения диктуется в настоящее время низкой эффективностью использования других, отличных от внутритрубных, методов обнаружения сквозных отверстий в стенке магистрального трубопровода и связана как с необходимостью сохранения режима безопасной эксплуатации трубопровода, так и с минимизацией потерь перекачиваемого продукта.

Введение. Известные способы обнаружения сквозных отверстий (СО), например, по падениям внутритрубных давлений или скорости их изменений, не всегда позволяют с достаточной для практики точностью определить их местоположение. Причиной этого является как ограничения упомянутых методов, так и высокие уровни акустических шумов давлений, создаваемых насосными агрегатами.

В настоящее время пока нет альтернативы использованию известных ВИП для решения поставленной задачи. Однако их регулярное применение экономически не выгодно. Представляет интерес один из упрощенных вариантов ВИП, который назовем ДСО. Он выполняет одну узкую задачу – обнаружение СО стенки магистрального трубопровода (МТ). Технология применения ДСО состоит из известных процедур подготовки внутренней поверхности МТ, записи сигналов при его прогоне и обработке полученных

ных данных. В результате их обработки необходимо фиксировать сквозные отверстия стенки МТ.

Особенность рассматриваемой технологии применения ДСО связана не только с ограничениями, которые накладываются на его технические параметры, но и с особенностями устройства и эксплуатации МТ. Это прежде всего наличие или отсутствие в его составе бесшовных, так называемых «чешских» труб. Что, как известно, затрудняет процесс достоверного программного обнаружения сквозных отверстий стенки МТ за счет маскирования сигналов от них шумами, которые порождаются особенностями проката таких труб [1].

Опыт обработки данных ДСО. Опыт обработки данных обнаружения сквозных отверстий стенки МТ нами рассматривается на практическом примере использования ДСО, который имеется в распоряжении ООО «LatRosTrans». Обработка подвергались записи «сырых» (исходных) сигналов от сквозных отверстий, полученных при прогонах детектора по МНПП: Дисна – Вентспилс в 2005...2007 годах на участках Дисна – Илуксте (длина 146 км); Илуксте – Джуксте (длина 230 км); Джуксте – Вентспилс (длина 130 км).

1. Примеры автоматической программной обработки

1.1. Нормировка сигналов ДСО. Характеристики датчиков характеризуются разбросом, т.е. при прохождении над одним и тем же дефектом их амплитуды отличаются. Это затрудняет дальнейшую обработку. Поэтому производится их нормировка над массивами транслированных блоков данных размерностью $N \times M$, где N – количество датчиков, а M – количество значений амплитуды сигнала по каждому датчику.

Нормированное значение $Z_{i,j}$ определяется по формуле:

$$\bar{Z}_{i,j} = \frac{2 \cdot (Z_{i,j} - S_i)}{K_i},$$

где i – номер датчика ($i = 1 \dots N$); j – номер скана относительно начала файла ($j = 1 \dots M$); $Z_{i,j}$ – исходное значение амплитуды сигнала i -того датчика на j -том скане; S_i – среднее значение амплитуды сигнала i -того датчика на рассматриваемом участке; K_i – калибровочный коэффициент i -того датчика (размах сигнала).

Несложно видеть, что после нормировки преобладающая часть сигналов будет находиться в интервале $\{-1 \dots +1\}$.

1.2. 2-D-Фильтрация. Типичные сигналы ДСО обладают высоким контрастом (отношением сигнал/шум) на прямошовных трубах и низким – на бесшовных (рис. 1).

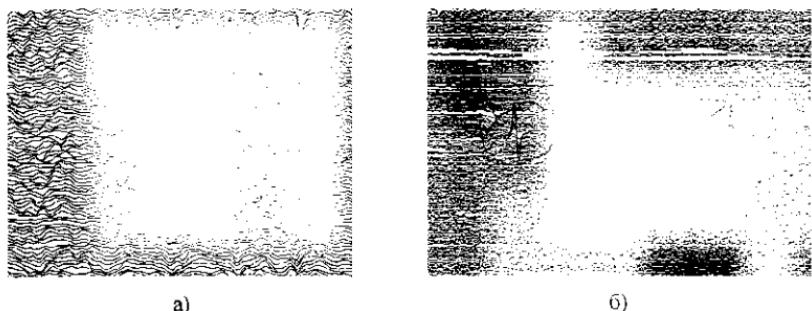


Рис. 1. Пример записи сигналов на бесшовных и прямошовных секциях:
а – Бесшовная секция; б – прямошовная секция

Предварительно оценена «частотная» различимость сигналов «проката» и СО с использованием двумерных амплитудных спектров мощности (рис. 2), построенных путем БПФ:

$$S_n = |X_1(\omega, \omega_2)| = 10 \cdot \log(\sqrt{\text{Re}^2 + \text{Im}_2}).$$

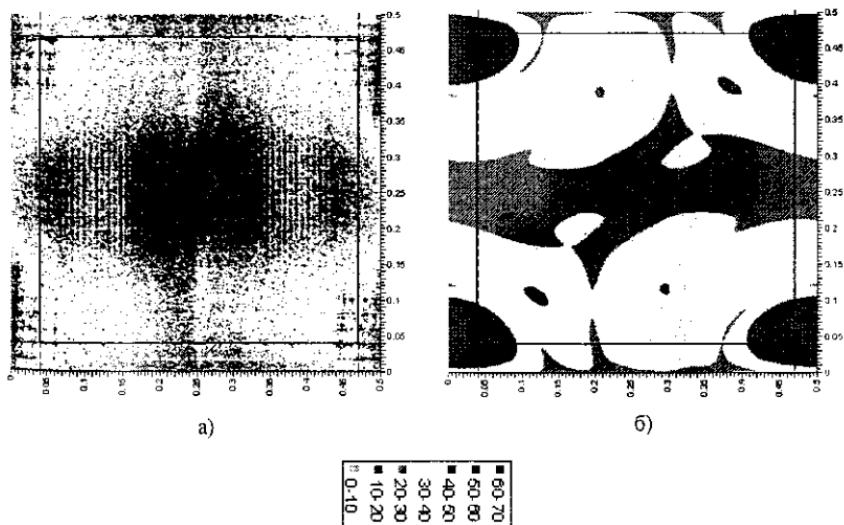


Рис. 2. Спектральные плотности мощности ($10 \cdot \log (S_n)$) «проката» и СО:
а – накатка; б – сквозное отверстие

Область черного прямоугольника, выделенного черным цветом, определяет полосу пропускания двумерного фильтра.

На рисунках 3 и 4 показаны результаты фильтрации сигналов от бесшовной секции; на рисунке 5 – подавление сигналов с малой относительной амплитудой ($<= 0,3$) и усиление сигналов с большой относительной амплитудой ($> 0,3$); на рисунке 6 – аналогичные операции с сигналами от прямоволевой секции.



Рис. 3. Исходный сигнал



Рис. 4. Сигнал после 2-Д-фильтрации



Рис. 5. Результат подавления сигналов с малой амплитудой



a)



б)

Рис. 6. Сигналы ДСО до фильтрации (а) и после фильтрации (б)

1.3. Корреляционный анализ. Подобие аномальных зон сквозным отверстиям оценивается по коэффициенту корреляции с шаблонами (сигналами, полученными на протяжке по стенду).

Расчет коэффициента корреляции выполнен по формуле:

$$\rho_{12} = \frac{\max(r_{12}(i, j))}{|X_1(0, 0)| |X_2(0, 0)|},$$

Здесь $X_1(0, 0)$ и $X_2(0, 0)$ – элементы ДПФ последовательности при $k_1 = 0$ и $k_2 = 0$.

Если коэффициент корреляции аномальной зоны превышает пороговое значение, то производится запись аномальной зоны в базу данных совместно с информацией об относительной амплитуде, количество отработавших каналов, дистанции, углового положения.

1.4. Условная вероятность классификации сигналов. Для повышения достоверности классификации особенностей использовалась априорная информация об условной вероятности отнесения аномальной зоны к сквозному отверстию по следующим признакам: количество датчиков, зафиксировавших особенность, относительная амплитуда сигнала, коэффициент корреляции с шаблоном, угловое положение.

Для каждого признака проводилась обработка с целью получения условной вероятности нахождения отверстия $P_{i,j}(A/H_{i,j})$, где i – номер параметра; j – значения или часть диапазона возможных значений i -того параметра. Использована формула:

$$P_{i,j}(A/H_{i,j}) = n_j/N_{ij}.$$

Здесь N_{ij} – число найденных в результате автопоиска особенностей, у которых i -тый параметр принимает j -тое значение, а n_j – количество совместившихся с особенностями типа трубная арматура, у которых i -тый параметр принимает j -тое значение.

На рисунке 7 графически показаны упомянутые условные вероятности, рассчитанные по результатам автопоиска на 230 км участке и априорной информации о сквозных отверстиях.

В качестве комбинированного критерия используется расчетная условная вероятность при некотором наборе решающих параметров, т.е. для каждой найденной особенности в соответствии со значениями параметров находятся условные вероятности P_i . Тогда результат имеет вид:

$$P(A/H_{\Sigma}) = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - P_i).$$

Чем выше P , тем более вероятно, что аномальная зона является сквозным отверстием.

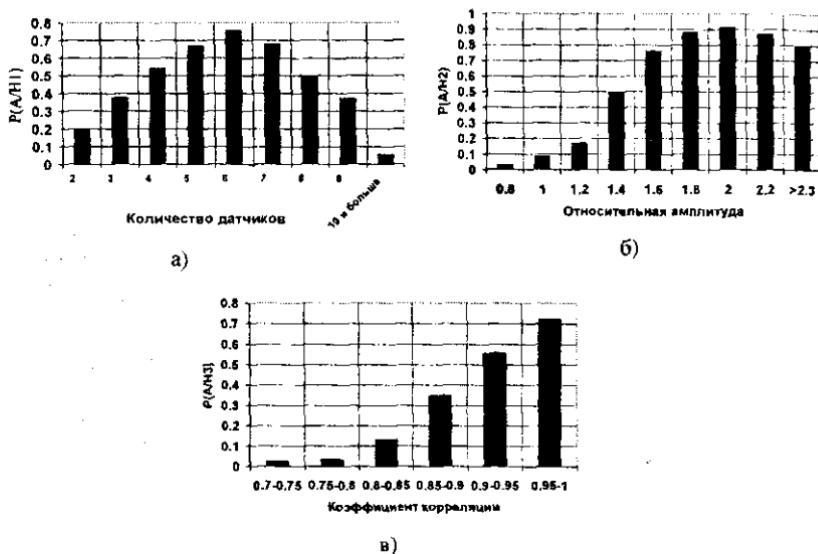


Рис. 7. Условные вероятности:
а – по количеству датчиков; б – по относительной амплитуде;
в – по коэффициенту корреляции

2. Перечень процедур ручной программной обработки

Рассмотренные выше алгоритмы обработки сигналов использованы для автоматического анализа данных, записанных на всей длине МТ. Однако практика обработки данных показала, что часто возникает необходимость детального анализа сигналов, полученных с одной секции МНПП, т.е. так называемая прецизионная обработка. Для этих целей используется набор программных процедур, описанных ниже.

2.1. Вычитание среднего (ВС) предназначено для центрирования обрабатываемого ансамбля трасс.

2.2. Преобразования Гильберта использовано для получения огибающей трассы и подчеркивания «сильных» сигналов.

2.3. Предсказывающая деконволюция выполняется с целью подавления регулярных помех и повышения разрешающей способности системы обработки.

Регистрируемый сигнал (трасса) рассматривается в рамках линейной модели, описываемой интегралом свертки. Частотная характеристика этой сложной системы представляет собой произведение характеристик приемно-регистрирующего тракта и частотной характеристики среды. В нее входят искажения, связанные со средой, но являющиеся по существу помехами при интерпретации результатов наблюдений. Соответственно, в процессе деконволюции рассчитывается оператор линейного фильтра для подавления указанных искажений. При этом используется алгоритм Винера – Левинсона для решения уравнения Винера – Хопфа в присутствии белого шума с минимизацией ошибки предсказания методом наименьших квадратов.

2.4. 2-Д-Пространственная фильтрация реализует различные типы двумерных пространственных фильтров. Мы использовали следующие три алгоритма: скользящее усреднение, скользящее усреднение с исключением и медианный фильтр.

2.5. F-K-Миграция Столта используется для увеличения отношения сигнал/шум и горизонтальной разрешающей способности системы обработки сигналов.

Миграционное преобразование позволяет восстановить форму сигнала от СО и очистить профиль от помех, порождаемых при записи сигналов от неплоских границ внутренней стенки трубы (так называемая «накатка» или «прокат»). Суть одной из них состоит в суммировании трасс с соответствующими временными задержками, что позволяет свернуть упомянутые помехи примерно в точку.

Другой процедурой является F-K-миграция Столта, которая достаточно подробно описана в литературе.

2.6. Полосовая фильтрация использована для выделения в частотном спектре трасс полосы частот с высоким соотношением сигнал/помеха.

Линейная одномерная фильтрация производится в частотной области умножением Фурье-образа трассы на частотную характеристику цифрового фильтра. Предусмотрены три типа полосовых фильтров: трапециевидный, косинусный и фильтр Баттеруорта. Для первых двух фильтров задаются 4 значения угловых частот. Для фильтра Баттеруорта – 2 значения граничных частот и 2 величины крутизны. Режекторный фильтр задан трапециевидным, и для него также задаются 4 значения угловых частот. Фильтр Баттеруорта минимальнофазовый, все остальные фильтры нульфазовые.

Для Фильтра Баттеруорта вводится в соответствующих окнах набор параметров частота-крутизна-частота-крутизна.

2.7. Амплитудная коррекция (регулировка усиления) включала в себя линейную, экспоненциальную и автоматическую регулировку усиления сигналов.

Выводы

1. На наш взгляд, предлагаемый перечень процедур обработки данных ДСО в настоящее время повышает эффективность обнаружения сквозных отверстий стенки МТ, что приводит к увеличению уровня безопасной эксплуатации МТ, а также к снижению потерь перекачиваемого продукта.

2. Регулярные прогоны ДСО позволили выявить и исключить из анализа другие особенности стенки трубопровода, которые по форме сигналов аналогичны сквозным отверстиям, но таковыми не являются. К ним относятся такие особенности стенки, как внутренние «потери металла стенки», ремонтные конструкции типа «чоп» и т.д.

3. Упомянутые процедуры повторялись на протяжении 3-х лет с целью определить устойчивую пространственную корреляцию данных, полученных от разных прогонов. Они позволили производить мониторинг изменений наличия сквозных отверстий стенки МТ на текущем прогоне по сравнению с предыдущими прогонами, что сократило время анализа данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долгий, А.А. Пример выделения сигнала из помех в процессе анализа результатов внутритрубного обследования металла магистральных трубопроводов / А.А. Долгий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lrt.lv>.

УДК 620.179.111

О ВОЗМОЖНОСТИ МОНИТОРИНГА ПОВЕРХНОСТНОЙ СПЛОШНОСТИ СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ДАВЛЕНИЕМ, С ПОМОЩЬЮ МЕТОДОВ КАПИЛЛЯРНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ

И.П. Мигун¹, А.Б. Гиусин¹, И.В. Волович²

¹ГНУ «Институт прикладной физики НАН Беларусь», Минск, Беларусь,

²ОАО «Мозырский нефтеперерабатывающий завод», Мозырь, Беларусь

Проанализированы проблемы, ограничивающие возможности применения методов контроля проникающими веществами для дефектоскопии сложных технических объектов, имеющих высокую шероховатость диагностируемых поверхностей, и пути их решения. Сделан вывод о необходимости привлечения компьютеризированной количественной цифровой оценки

видеоизображений, а также методов и средств снижения шероховатости при использовании капиллярной дефектоскопии для проведения мониторинга поверхностной сплошности сосудов, работающих под давлением. Предложена методика такого мониторинга методами капиллярной дефектоскопии.

Как известно, мониторинг – это специально организованное, систематическое наблюдение за состоянием объектов, явлений, процессов с целью их оценки, контроля или прогноза.

Цель мониторинга – как можно более раннее определение опасного отклонения или аварийного состояния отдельных узлов и объектов в целом, идентификация источника опасности и передача информации об этом в соответствующий орган структуры обеспечения безопасности функционирования технической системы для нормализации режима ее работы.

Мониторинг безопасности технологических процессов, как правило, представляет собой процедуру получения информации в реальном (*on-line*) масштабе времени о состоянии технологических процессов и объектов в целом. Некоторые методы неразрушающего контроля, как, например, акустоэмиссионный метод, эффективно применяются для *on-line* мониторинга потенциально опасных промышленных объектов. В то же время методы контроля проникающими веществами, позволяющие выявлять поверхностные микротрешины шириной раскрытия в десятые доли микрометра, что было бы особенно важно при их применении для ранней диагностики сосудов под давлением и трубопроводов пока, к сожалению, не применяются для мониторинга технического состояния таких объектов. Среди причин основными являются следующие:

- 1) капиллярный контроль – это технологически многооперационный процесс, который во многих случаях, как например, при контроле стационарных объектов типа резервуаров, трубопроводов и т.п., очень сложно автоматизировать, что было бы необходимо для *on-line* мониторинга;
- 2) сравнение технического состояния объекта в различные моменты времени требует строгого соблюдения идентичности условий воздействия на объект и обязательной количественной оценки результатов этого сравнения. Следовательно, необходимо решить проблему количественной оценки как степени идентичности процедуры капиллярного контроля в разные моменты времени, так и самих результатов контроля;
- 3) неприменимость существующих сегодня методов и средств капиллярной дефектоскопии для выявления дефектов в изделиях с высокой шероховатостью поверхностей (многие сварные швы, грубо обработанные поверхности и т.п.).

Первую из перечисленных проблем предлагается обойти следующим образом. Если диагностируемый объект уже включен в систему *on-line* мониторинга, то можно просто дополнять получаемые другими методами в автоматическом режиме результаты, организовав ручной периодический капиллярный контроль особо ответственных участков объекта. Фактически это означает совмещение *on-line* и обычного мониторинга с целью получения более информативного банка данных о техническом состоянии объекта. В отсутствие же системы *on-line* мониторинга весьма эффективным является соответствующим образом организованный обычный мониторинг с применением средств количественной оценки результатов капиллярного контроля на основе систем технического зрения.

Проблема объективной количественной оценки результатов капиллярного контроля решается с помощью применения разработанных нами компьютеризированной установки и соответствующего программного обеспечения для обработки и анализа видеозображений дефектов [1]. В качестве устройства, регистрирующего результаты контроля качества дефектоскопических материалов, используемых при мониторинге, применяется телевизионная система, позволяющая обнаруживать и автоматически регистрировать малые по размеру и слабоконтрастные индикаторные рисунки дефектов. Достоинством такой установки является возможность проведения быстрой, надежной и объективной оценки качества наборов дефектоскопических материалов. Для мониторинга контролируемых участков сосудов под давлением удобно использовать соответствующим образом подобранный цифровую фотокамеру.

Разработанные нами алгоритмы и программное обеспечение позволяют оперативно определять не только значения геометрических и яркостных характеристик индикаторных рисунков дефектов, но и различимость последних на том или ином фоне, в том числе и при неоднородном по яркости фоне. При этом все данные автоматически документируются, что особенно важно для проведения мониторинга. Особую значимость имеет объективность оценки, основанная на четко определенных количественных критериях. Очевидно, что в отсутствие надежной количественной сравнительной оценки обработанных с применением капиллярной дефектоскопии одних и тех же контролируемых участков, обследованных в различные моменты времени, мониторинг поверхностной сплошности сосудов, работающих под давлением, не будет достаточно надежным и эффективным. Кроме того, разработанные нами средства значительно упрощают определение оптимальных характеристик режимов стадий контроля (предварительная очистка, нанесение и последующее удаление пенетранта, нанесение проявителя) и условий освещенности, при которых обеспечивают-

ся требования максимальной степени идентичности процедур проведения всех стадий в заданные дни при проведении мониторинга. Подбор таких значений характеристик технологических стадий контроля в отсутствие средств, обеспечивающих их объективную количественную оценку, требует значительно (на порядок и выше) больших трудозатрат. Например, нами разработана методика контроля при оптимальных режимах всех технологических этапов капиллярного контроля, при использовании которой обеспечивается максимальная выявляемость дефектов в контролируемых изделиях. При этом установлены оптимальные значения исследованных характеристик различных стадий контроля для ряда широко используемых дефектоскопических наборов [2].

Преодолению третьей из перечисленных выше трудностей – неприменимости существующих сегодня методов и средств капиллярной дефектоскопии для выявления дефектов в изделиях с высокой шероховатостью поверхности, каковыми зачастую являются сварные швы сосудов и трубопроводов, уделяется сегодня особое внимание при проведении научных исследований в ИПФ НАН Беларусь. Эти исследования проводятся в институте по двум основным направлениям:

- первое – это разработка таких методов и средств обработки контролируемых поверхностей, применение которых обеспечивает снижение шероховатости до требуемых значений без закрытия (зашлифовки) устьев поверхностных дефектов. Эти уже разработанные недавно в институте методы и средства использованы нами в предлагаемой ниже методике мониторинга методами капиллярной дефектоскопии поверхности сплошности сосудов, работающих под давлением;

- в рамках второго направления разрабатываются новые алгоритмы анализа видеоизображений индикаторных следов дефектов, позволяющие учесть неоднородность яркости фона, а также отфильтровать ложные индикации, вызванные образованием микрорельефа поверхности с определенной угловой ориентацией вследствие предварительной абразивной обработки контролируемой поверхности.

Рассмотрим более подробно разработанную нами методику мониторинга методами капиллярной дефектоскопии поверхности сплошности сосудов, работающих под давлением.

Основные положения методики

Методика мониторинга поверхности сплошности сосудов, работающих под давлением, применима для использования наборов дефектоскопических материалов при проведении как цветного, так и люминесцентного капиллярного контроля.

Количественная оценка результатов капиллярного контроля основана на цифровой регистрации получаемых видеоизображений анализируемых участков поверхности, обработке регистрируемого изображения, локализации на изображении индикаторных рисунков выявленных дефектов, анализе и расчете геометрических и оптических характеристик изображений индикаторных рисунков, определяющих выявляемость дефектов, имеющихся на объекте контроля.

Выявляемость дефектов либо оценка изменения их размеров во времени при мониторинге оценивается на основании вычисления значения светового потока, комплексно учитывающего геометрические и оптические характеристики индикаторных рисунков, которые характеризуют их видимость.

Методика определяет порядок проведения регистрации и анализа результатов капиллярного контроля, а также требования к режимам технологических операций капиллярного контроля.

Технические средства. В качестве устройства, регистрирующего результаты контроля, используется цифровая фотокамера с соответствующим разрешением. Компьютерный анализ полученных видеоизображений контролируемых участков диагностируемых поверхностей осуществляется с помощью специального программного обеспечения, отличительной чертой которого является учет ряда особенностей гистограммы распределения яркости точек анализируемого изображения. Кроме того, используются заданные наборы дефектоскопических материалов и источники освещения (УФ-лампа, лампа дневного света). Важными элементами технических средств, обязательными для реализации мониторинга, являются также люксметр и измеритель интенсивности УФ-освещенности, которые позволяют обеспечить идентичность условий освещения одних и тех же контролируемых участков в различные дни в процессе мониторинга.

Подготовка диагностируемой поверхности. Как известно, высокая шероховатость поверхности является препятствием для проведения капиллярного контроля. Значения шероховатости поверхности, при которой капиллярный контроль неприменим вследствие образования фона, мешающего регистрации и оценке индикаций дефектов, зависят как от типа пленранта, так и от предъявляемых к диагностируемым техническим объектам требований к безопасности их функционирования.

В рамках предлагаемой нами методики мониторинга оператор-дефектоскопист должен провести визуальный осмотр контролируемой поверхности и ее пробную обработку дефектоскопическими материалами с целью оценки влияния шероховатости на величину мешающего фона, ко-

торый может появиться в результате невозможности полного удаления излишков пенетранта перед нанесением проявителя.

В случае неприемлемо высокой шероховатости необходима обработка контролируемого участка поверхности, применение которой обеспечивает снижение шероховатости до требуемых значений без закрытия (зашлифовки) устьев поверхностных дефектов. При этом рекомендуется использовать разработанные в ИПФ НАН Беларусь методы и средства обработки контролируемых поверхностей [3].

Обычно очистка таких поверхностей выполняется путем их абразивной обработки с использованием зачистных кругов с крупной зернистостью и ручных электрических шлифовальных машинок. Более эффективен, как показали проведенные в ИПФ НАН Беларусь исследования, процесс высокointенсивной обработки – высокоскоростное фрезерование бор-фрезами с использованием ручных электрических машинок. Поскольку при такой механической обработке возможные поверхностные дефекты зашлифовываются, то, как правило, необходима последующая электрохимическая обработка (ЭХО) этой поверхности. Конкретные режимы ЭХО, зависящие от марки металла и режимов механической обработки, должны определяться экспериментально в каждом конкретном случае для включения их характеристик в методику.

Подготовив диагностируемую поверхность (очистив ее от загрязнений и, при необходимости, снизив на первом этапе мониторинга ее шероховатость одним из рекомендуемых выше способов), оператор-дефектоскопист должен во время всех последующих этапов процесса мониторинга обеспечить такое состояние фона поверхности перед нанесением проявителя, которое соответствует значению его светового потока на первом этапе.

Процедура фотосъемки контролируемых участков. Способы проведения основных технологических операций капиллярного контроля и их режимы при обработке контролируемых участков в течение всего периода мониторинга должны быть идентичными. В течение всего периода мониторинга (месяц, год, два или более) должны использоваться одни и те же наборы дефектоскопических материалов.

Требуемая идентичность обработки контроля достигается при соблюдении заданной технологической последовательности операций и постоянстве характеристик всех стадий как подготовки контролируемого участка поверхности, так и самого контроля и обеспечении подсветки рабочего пространства видимым светом всегда при одинаковых значениях освещенности (но не более 10 лк для люминесцентного метода) и ультрафиолетовой облученности контролируемой поверхности.

Анализ и оценка изображений компьютеризированной системой.

Регистрация контролируемой поверхности объекта осуществляется поэтапно с такой периодичностью, которая обеспечивает надежную характеристику динамики развития потенциальных дефектов (например, один раз в неделю). Обработка и анализ изображения контролируемой поверхности и оценка характеристик локализованных изображений индикаторных рисунков выявленных дефектов осуществляется соответствующей программой, разработанной в институте.

Результатами оценки являются следующие показатели, рассчитываемые с помощью этой программы:

- площадь изображений индикаторных рисунков дефектов (в пикселях);
- коэффициент выявляемости индикаторных рисунков дефектов.

Изображения, полученные в ходе обработки и анализа контролируемого участка поверхности объекта, должны быть сохранены на соответствующем носителе. При существенном увеличении на очередном этапе мониторинга светового потока от индикации (каждая процедура обработки участка поверхности проводится не менее 3-х раз и оценивается среднее значение из нескольких измерений) необходимо принятие срочных мер по устранению дефекта.

Заключение. Применение описанных новых средств количественной оценки результатов капиллярной дефектоскопии для мониторинга поверхностной сплошности сосудов, работающих под давлением, открывают возможность существенного повышения его эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мигун, Н.П. Новые средства определения чувствительности дефектоскопических материалов для капиллярного контроля / Н.П. Мигун, А.Б. Гнусин, Н.В. Деленковский // Метрология и приборостроение. – 2007. – № 2. – С. 16 – 19.
2. New potentials of penetrant testing / N.P Migoun [et al.] // Proceedings of 9th European Conference on NDT. – Berlin, Germany, 2006. – 7 p., CD.
3. Деленковский, Н.В. Электрохимическая обработка сварных швов перед капиллярным контролем / Н.В. Деленковский // Дефектоскопия. – № 5. – 2007. – С. 93 – 97.

УДК 621.643.053

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ТВЕРДОСТИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТОНКОСТЕННЫХ ИЗДЕЛИЙ И ИЗДЕЛИЙ С НИЗКИМ КАЧЕСТВОМ ОБРАБОТКИ ПОВЕРХНОСТИ

А.В. Рабцевич, О.В. Мацулевич, В.А. Рудницкий

¹ГНУ «Институт прикладной физики НАН Беларусь», Минск, Беларусь

Традиционные динамические твердомеры позволяют контролировать изделия с толщиной стенки от 10...12 мм и с шероховатостью Ra 1,6...2,5. Рассмотрены методики, позволяющие расширить возможности динамических твердомеров для контроля твердости стальных изделий с толщиной стенки от 5,5 мм или с шероховатостью Ra4-5. Методики реализованы в приборе Импульс-2М и основаны на регистрации всего процесса внедрения индентора в металл изделия.

В настоящее время широкое распространение получили приборы контроля твердости динамического (ударного) действия. Динамические твердомеры портативны, легки в использовании, точны и предоставляют возможность контроля крупногабаритных изделий.

Принцип действия динамических твердомеров основан на нанесении удара индентором (бойком) с малой кинетической энергией по поверхности контролируемого изделия. Индентор имеет высокую твердость и при внедрении в изделие вызывает упругопластическое деформирование металла. На активном этапе удара индентор движется, замедляясь, внутрь изделия. После остановки индентор начинает движение наружу под действием сил упругости в отпечатке (пассивный этап удара). Разница между кинетическими энергиями индентора до и после соударения есть потеря энергии на пластическую деформацию в отпечатке. В предлагаемых на рынке твердомерах регистрируется скорость отскока индентора либо скорость подлета и скорость отскока. Коэффициент восстановления скорости, определяемый как отношение скорости отскока к скорости подлета, есть мера твердости изделия (твердость по Шору). Наличие устойчивой связи между статической твердостью металлов (Бринеля, Роквелла) и коэффициентом восстановления скорости позволяет калибровать динамические твердомеры непосредственно в единицах статической твердости.

Приборы измерения твердости динамического действия не лишены ряда недостатков. Известные приборы обеспечивают паспортную точность

измерений при контроле изделий с толщиной стенки в месте контроля не менее 8...12 мм и локальной сосредоточенной массой 1,5...2,5 кг (в зависимости от параметров датчика). Попытка измерения твердости изделия с меньшей толщиной стенки или меньшей массой без использования специального приспособления приводит к возникновению существенной систематической погрешности измерений.

Причиной такого ограничения являются значительные контактные усилия при динамическом индентировании, вызванные кратковременностью процесса удара. На стальных длительность процесса динамического индентирования не превышает 50 мкс. Соответственно при ударе индентором массой 4 г, имеющим предударную скорость 2 м/с, максимальное контактное усилие достигает 700 Н при контроле изделия твердостью 66 HRC. Такие значительные усилия вызывают упругий прогиб стенки изделия при ее конечной жесткости. На это расходуется часть кинетической энергии индентора, что приводит к искажению показаний прибора.

Эмпирически установлено, что при толщине стенки выше некоторого значения ее конечная жесткость перестает оказывать влияние на результаты измерения. Изделие с толщиной стенки, меньшей рекомендованного значения, будем называть нежестким.

Для контроля нежестких изделий в лабораторных или заводских условиях динамическими твердомерами используют присоединение объекта контроля к массивному основанию с помощью консистентной смазки (солидола). В том случае, если нет доступа к противоположной стороне контролируемой поверхности, она имеет форму, отличную от плоскости, либо качество этой поверхности недостаточно для притирки, присоединение массы невозможно. Примером представленного контроля таких объектов могут служить трубы. Также затруднительным представляется присоединение массы к действующим пространственным конструкциям типа ферм.

Решение проблемы контроля нежестких объектов является важной задачей с точки зрения безопасности эксплуатируемых сооружений и производств, а также для расширения производительности и возможностей производственного контроля большого класса изделий.

Исследования проводились с помощью прибора Импульс-2М [1]. Портативный прибор Импульс-2М (сертификат № 3380 в Государственном реестре средств измерений) предназначен для неразрушающего экспресс-определения твердости и предела прочности металлических изделий. Особенностью прибора является способ регистрации и обработки первичной информации, которые делают его пригодным как для проведения исследований, так и для реализации разработанных методик по отстройке от влия-

ния мешающих факторов. Прибор регистрирует не пиковые значения скорости, а весь процесс внедрения индентора в металл изделия (рис. 1).

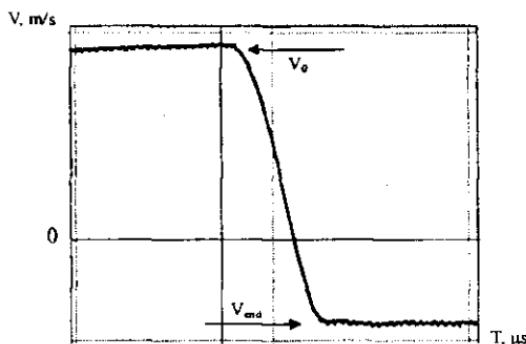


Рис. 1. Зависимость скорости внедрения индентора в металл от времени

Сигнал с магнитоиндукционного датчика скорости индентора переводится в цифровую форму встроенным АЦП с частотой 5 МГц. Полученный массив значений скорости записывается в долговременную память прибора. Дальнейшая обработка сигнала производится встроенным карманным персональным компьютером (КПК) по специальным алгоритмам. Обработка включает: фильтрацию шумов, восстановление непрерывного по амплитуде сигнала, дифференцирование и интегрирование сигнала, расчет упругой и пластической составляющих глубины внедрения индентора по принятой модели [2], расчет диаметра отпечатка и среднего контактного давления в отпечатке для каждого момента измерения. Прибор хранит как результаты измерения, сопровождаемые текстовыми комментариями, так и массив скорости индентора. Эти данные можно импортировать через USB-соединение в персональный компьютер в специальную программу для последующего хранения и анализа.

Допустимо предположить, что, уменьшая контактную силу за счет снижения кинетической энергии индентора, возможно понизить чувствительность прибора к конечной жесткости изделия.

Для исследования влияния предударной энергии индентора на погрешность определения твердости были проведены измерения приборами Импульс-2М и ТПЦ-4 на образцах в виде труб разных диаметров и с различной толщиной стенок (4...10 мм). Сравнивались показания приборов в условиях конечной жесткости объекта измерения с показаниями этого же прибора при присоединении объекта измерения к дополнительному мас-

сивному объекту. Присоединение выполнялось с помощью консистентной смазки, что увеличивало жесткость изделия до величин, когда ее можно пренебречь. Систематическая погрешность измерений, вызываемая конечной жесткостью объекта контроля, определялась как разница между средними значениями выборок. Испытания показали, что снижение кинетической энергии индентора от 9 МДж (Импульс-2М) до 2 МДж (ТПЦ-4) недостаточно для заметного снижения систематической погрешности измерений. При этом снижение энергии индентора имеет негативный эффект в виде роста требований к качеству обработки поверхности изделия.

Другим вариантом решения задачи является установление эмпирической или расчетной (методом конечных элементов) зависимости между истинной и регистрируемой твердостями изделия с конечной жесткостью. Главный недостаток данного подхода – необходимость получения эмпирической зависимости для каждого типоразмера изделия, что затруднительно для изделий с изменяющимся профилем сечения. Эксперименты по контролю длинномерных труб, хранящихся в стеллаже, показали, что показания прибора весьма чувствительны к способу и места закрепления объекта контроля. Эти недостатки сужают возможную область применения методики, основанной на калибровке прибора по конкретному типоразмеру изделий.

Таким образом, наши исследования показали недостаточную эффективность подходов, основанных на уменьшении кинетической энергии индентора или на калибровке прибора по конкретному типоразмеру изделий конечной жесткости. Оптимальным решением представляется нахождение некоего более универсального метода, который был бы основан на регистрируемой прибором информации об ударе без использования или при минимуме априорной информации о параметрах объекта контроля. Очевидно, что данных о скорости отлета индентора как единственного регистрируемого параметра недостаточно для реализации такого метода, так как данный параметр чувствителен к конечной жесткости. Дальнейшие исследования основаны на том, что прибор Импульс-2М позволяет регистрировать весь процесс внедрения индентора в металл.

В качестве объекта исследования использовались стальные трубы диаметром 60...800 мм с толщиной стенки 3,6...8 мм, пластины толщиной 4...10 мм. Область контроля подвергалась зачистке примерно до Ra 1,6.

Измерения проводились на внешней поверхности труб и подразделялись: на «нежесткие» – при консольном закреплении либо отсутствии закрепления (трубы лежали на основании); и «достоверные» – после притирки внутренней стенки трубы к стальному цилиндру несколько меньшего диаметра. Для уменьшения случайной погрешности в каждом опыте про-

водилось не менее 7 измерений, по которым потом рассчитывались средние значения параметров индентирования. Некоторые характерные результаты измерения твердости по коэффициенту восстановления скорости приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты измерения твердости изделий конечной жесткости

Объект контроля	На массивном основании (истинное значение)		Без закрепления – измерение твердости по коэффициенту восстановления			Без закрепления – с отогройкой от недостаточной толщины		
	Твердость, НВ	Коэффициент вариации	Твердость, НВ	Ошибка, НВ	Коэффициент вариации	Твердость, В	Ошибка, НВ	Коэффициент вариации
Мера твердости	232	0,0055	188	-44	0,051	211	-21	0,035
Труба нефтепровода после 20 лет эксплуатации, толщина стенки 7 мм	163	0,0567	154	-9	0,086	165	2	0,094
Труба Ø160, толщина стенки 5 мм	130	0,3026	101	-29	0,0363	127	-3	0,0388
Труба Ø140, толщина стенки 7 мм	156	0,0370	156	0	0,037	160	4	0,042
Тавр 230×85, толщина стенки 7 мм	166	0,0432	152	-14	0,093	160	-6	0,071
Лист, толщина стенки 4 мм	128	0,0294	70	-58	0,046	109	-19	0,025
Мера твердости	269	0,0105	255	-14	0,008	267	-2	0,026
Пластина, толщина стенки 4 мм	196	0,0165	176	-20	0,012	177	-19	0,022
	196	0,0165	157	157	0,030	173	-23	0,038

Как следует из таблицы, конечная жесткость объекта измерения может вызывать существенную систематическую ошибку измерения твердости.

Анализ кривых скорости внедрения индентора в металл показал, что степень влияния конечной жесткости объекта контроля на регистрируемую скорость внедрения индентора изменяется в процессе удара. Активный этап удара (внедрение индентора в металл) является менее чувствительным к этому фактору, чем пассивный этап (упругое вытеснение индентора

из отпечатка). Физически это объясняется разным соотношением между пластической и упругой составляющей деформации на активном и пассивном этапах удара.

На рисунке 2 изображена феноменологическая модель процесса.

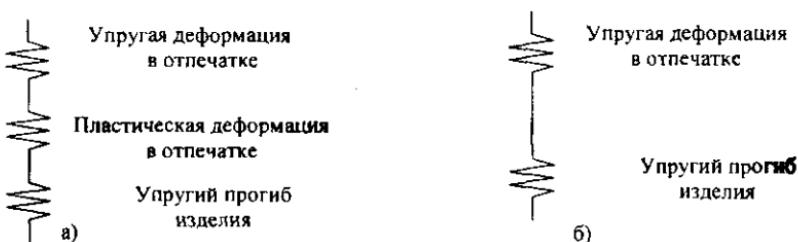


Рис. 2. Упрощенная модель упругопластического полупространства:
а – на активном этапе удара; б – на пассивном этапе удара

Как видно из рисунка, на активном этапе удара податливость упруго-пластического полупространства C_1 определяется суммой податливостей: C_e – податливость эквивалентной пружины упругой составляющей глубины внедрения индентора; C_p – податливость эквивалентной пружины пластической составляющей глубины внедрения индентора; C_{eb} – податливость эквивалентной пружины упругого прогиба стенки изделия. Соответственно податливость полупространства на пассивном этапе удара – при упругом вытеснении индентора: $C_2 = C_e + C_{eb}$.

Так как $C_e > 0$, то $C_1 > C_2$ и

$$\frac{C_{eb}}{C_1} < \frac{C_{eb}}{C_2}. \quad (1)$$

Выражение (1) экспериментально подтверждается ходом зависимостей скорости внедрения индентора от времени при индентировании изделия конечной жесткости в свободном состоянии и после присоединения к массивному основанию.

Проведенное нами моделирование методом конечных элементов соударения индентора со стальной пластиной толщиной 5 мм, выполненное для модели с выраженной динамикой с учетом волновых и инерционных эффектов, подтверждает высказанное и с высокой точностью согласуется с экспериментальными данными.

Анализ 1500 измерений на объектах пониженной жесткости показал, что наименьшей чувствительностью к жесткости объекта контроля при приемлемой случайной составляющей погрешности обладает динамическая твердость Мейера, определяемая как среднее контактное давление в отпечатке в конце активного этапа удара.

На основании данного факта была разработана и встроена в прибор Импульс-2М методика по отстройке от влияния конечной (недостаточной) жесткости объекта контроля. При измерении прибор одновременно рассчитывает динамическую твердость Мейера и коэффициент восстановления скорости и определяет по каждому из них значение статической твердости. Если разница между этими значениями превышает допускаемую величину, прибор сигнализирует о том, что объект имеет пониженную жесткость, и отображает значения статической твердости (по Бринеллю и Роквеллу), рассчитанные по динамической твердости Мейера. Встроенный КПК прибора обладает достаточной производительностью для обеспечения комфортного времени измерения. Результаты использования данной методики приведены в таблице 1.

Другим недостатком, присущим твердомерам динамического действия, является низкая точность определения механических характеристик изделий с шероховатостью более Ra 2,5. Потребитель сталкивается с этим при входном, выходном и промежуточном контроле продукции, а также в случаях, когда возникновение шероховатости обусловлено износом изделия в процессе эксплуатации. Весьма актуальна эта проблема и при оценке состояния действующих конструкций в полевых условиях, когда качество поверхности даже после ее зачистки абразивным инструментом не позволяет проводить измерения с требуемой точностью. Обеспечение рекомендуемых значений шероховатости ($Ra = 1,6 \dots 2,5 \text{ мкм}$) как в полевых условиях, так и на производстве не всегда целесообразно, поскольку требует существенных трудовых затрат.

Снижение требований к качеству обработки контролируемых поверхностей традиционно достигается увеличением энергии удара. При этом уменьшается доля энергии, затрачиваемая на смятие выступов профиля шероховатости, что, в свою очередь, уменьшает влияние шероховатости на результат измерения. Подобный подход позволяет повысить достоверность измерений, однако не является универсальным, поскольку приводит к значительному увеличению требований к минимальной локальной жесткости и массе контролируемого изделия. Например, твердомер Equotip (Швейцария) с датчиком G позволяет контролировать поверхности с шероховато-

стью до 7 мкм. При этом локальная масса изделия в месте удара должна составлять не менее 15 кг, что практически исключает возможность безобразцового контроля объектов с ограниченной массой или толщиной стенки (трубопроводы, сосуды высокого давления, металлоконструкции).

Несмотря на указанные ограничения, для всех известных динамических твердомеров увеличение энергии удара является единственным способом решения проблемы. Причина заключается в малой информативности применяемых методов получение первичной информации о процессе удара. Регистрация только одного параметра (коэффициента восстановления скорости), имеющего высокую чувствительность к мешающему фактору (шероховатости поверхности) значительно затрудняет отстройку от его влияния.

Данного недостатка лишен описанный выше метод динамического индентирования, позволяющий за один удар определить несколько параметров, характеризующих процесс внедрения индентора в контролируемый материал. Основными из них являются: длительность активного этапа удара t_a ; максимальная глубина внедрения индентора α_{max} ; контактная сила при максимальном внедрении $F_{V=0}$; коэффициент восстановления скорости e и динамическая твердость по Мейеру HM .

Для того чтобы оценить эффективность использования в качестве исходных данных разных параметров индентирования, нами был проведен эксперимент по определению степени влияния на них шероховатости [3]. Измерения проводились на трех образцах с твердостью 147, 318 и 438 НВ. На каждом из образцов были выполнены четыре зоны с различной нерегулярной шероховатостью (от 0,4 до 5,5 мкм). В каждой зоне проводилось не менее 10 измерений и вычислялись значения t_a , α_{max} , $F_{V=0}$, e и HM . Кроме того, чтобы оценить влияние шероховатости на процесс внедрения индентора в металлы, анализировались регистрируемые при каждом измерении зависимости $F(\alpha)$. Кривые внедрения, полученные на образцах с твердостью 147 и 318 НВ при различных значениях шероховатости, показаны на рисунке 3. Видно (см. рис. 3), что с ростом шероховатости изменяется соотношение между глубиной невосстановленного отпечатка и контактным усилием в отпечатке на активном этапе удара. В результате одна и та же величина, например, максимальной глубины внедрения индентора или контактной силы при максимальном внедрении может соответствовать материалу с низкой твердостью и малой шероховатостью либо материалу с высокой твердостью, но имеющему грубо обработанную поверхность.

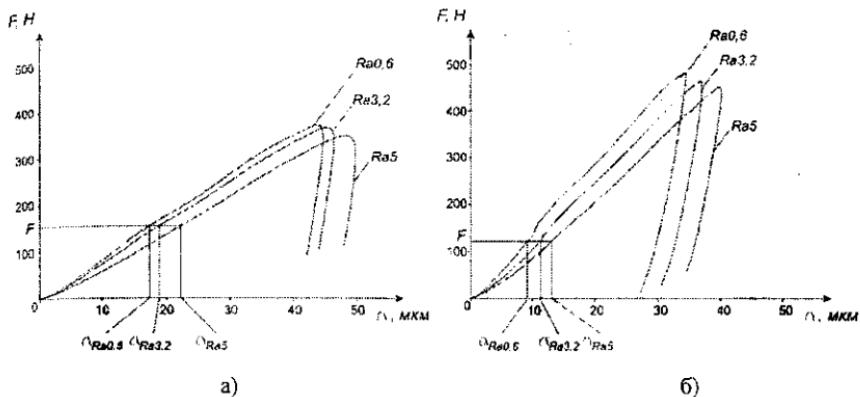


Рис. 3. Зависимость контактного усилия

от глубины внедрения индентора в металл:

а – твердость образца 147 НВ; б – твердость образца 318 НВ

Таким образом, метод определения твердости как функции какого-либо одного параметра индентирования не обеспечивает требуемой точности при контроле изделий с низким качеством обработки поверхности. В то же время результаты экспериментов показали, что чувствительность различных параметров индентирования к шероховатости отличается. Это позволяет путем использования в качестве исходных данных двух параметров индентирования избавиться от неоднозначности определения твердости.

Разработанная методика отстройки [3] основывается на установленной в ходе исследований закономерности между параметрами e и H_M , измеренными при одинаковой твердости основного металла изделия, но при разных значениях шероховатости его поверхности (рис. 4). Эта закономерность в диапазоне от 100 до 450 НВ достаточно точно описывается линейной зависимостью $H_M = ae + b$ (см. рис. 4, прямые 2, 3 и 4).

Значения коэффициентов a и b изменяются пропорционально твердости, измеренной на гладких поверхностях, которой соответствует коэффициент восстановления e_0 .

Алгоритм корректировки заключается в определении коэффициентов a и b прямой, проходящей через измеренную точку X , и последующем вычислении по полученным коэффициентам значения e_0 .

Координаты точки X e_x и H_{Mx} находятся путем усреднения результатов группы измерений – совокупности измерений, соответствующих определенному участку поверхности контролируемого изделия. Коррекция ре-

зультатов выполняется для средних значений (математического ожидания) группы измерений, так как индивидуальные измерения в силу случайного характера влияния шероховатости не могут быть уточнены с достаточной достоверностью.

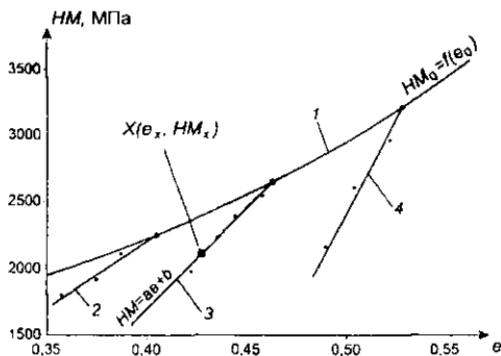


Рис. 4. Соотношение между динамической твердостью по Мейеру и коэффициентом восстановления скорости:
кривая 1 соответствует гладким поверхностям (R_a не более 0,6 мкм);
прямые 2, 3, 4 – шероховатости $R_a = (0,6 \dots 5)$ мкм

Предложенная методика позволила значительно снизить влияние шероховатости контролируемой поверхности на величину измеренной твердости (табл. 2).

Таблица 2

Оценка эффективности определения твердости по двум параметрам

Твердость образца, НВ	R_a , мкм	Абсолютная погрешность определения твердости, НВ	
		При использовании традиционного метода (по одному параметру)	При вычислении твердости как функции двух параметров (e и HM)
147	1,6	2,6	4,6
	3,2	5,4	6,8
	5,5	16,7	4,8
318	1,6	6,7	7,1
	3,2	23,5	4,9
	5	43,0	3,7
438	1,6	2,0	6,2
	2,5	14,6	6,0
	4,5	30,1	2,8

Заключение. Проведен анализ влияния ограниченной жесткости и массы контролируемого изделия, а также шероховатости его поверхности на величину измеренной твердости. Показано, что общепринятый метод определения твердости по коэффициенту восстановления скорости не позволяет контролировать нежесткие или грубо обработанные металлические изделия с требуемой точностью, так как этот параметр в значительной степени подвержен влиянию указанных мешающих факторов. Описаны методики минимизации влияния мешающих факторов, позволяющие контролировать изделия с толщиной стенки от 5,5 до 6 мм и шероховатостью поверхности Ra 4...5 с паспортной точностью. Разработанные методики основаны на использовании в качестве исходных данных при определении твердости всего процесса внедрения индентора в металл.

ЛИТЕРАТУРА

1. Динамический прибор для контроля механических свойств магистральных трубопроводов / А.В. Рабцевич [и др.] // Энергетика и ТЭК. – 2006. – № 3. – С. 12 – 14.
2. Рудницкий, В.А. Метод динамического индентирования для оценки механических характеристик металлических материалов / В.А. Рудницкий, А.В. Рабцевич // Дефектоскопия. – 1997. – № 4. – С. 79 – 86.
3. Мацулевич, О.В. Контроль поверхностей с низким качеством обработки методом динамического индентирования / О.В. Мацулевич, А.В. Рабцевич, В.А. Рудницкий // Весці Нац. акад. навук Беларусі. Сер. Фіз.-тэхн. наука. – 2007. – № 3. – С. 116 – 121.

УДК 620.179.14/15

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПЛОСКОНАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МЕТОДОМ МАГНИТНЫХ ШУМОВ

В.Л. Венгринович, Д.В. Дмитрович
ГНУ «ИПФ НАН Беларусь», Минск, Беларусь

Определение параметров плосконапряжённого состояния является необходимой частью оценки остаточного ресурса стальных конструкций и изделий. Ресурс многих важных деталей механических конструкций зависит от скорости образования дефектов, которая в свою очередь зависит от уровня напряжений. Остаточные напряжения являются как бы фоном, на

котором возникают такие дефекты, как трещины, стресс-коррозионные повреждения, водородное охрупчивание и др., т.е. наиболее опасные дефекты сплошности основного металла и сварных швов. Поэтому измерение остаточных напряжений в металлоконструкциях является одной из важнейших проблем технического диагностирования.

Существуют различные методы оценки напряжений неразрушающими методами. Главным образом это касается одноосного напряжённого состояния. В то же время неопределённость контроля напряжений при 2-осном напряжённом состоянии пока ещё значительна. Основные трудности связаны с калибровкой аппаратуры для измерения плосконапряжённого состояния. В настоящей работе предпринята попытка разработать методику такой калибровки.

Магнитные шумы являются значительным фактором стабильности и разрешающей способности многих магнитных устройств и представляют широкое поле для физических исследований.

Некоторые исследователи высказывают мнение, что со временем шумовые параметры ферромагнетиков войдут в стандарты наряду с другими их характеристиками.

Одним из эффективных методов контроля остаточных и приложенных напряжений ферромагнитных материалов, характеристик микроструктуры, толщины упрочненных слоев и других параметров зарекомендовал себя метод эффекта Баркгаузена, основанный на использовании явления смещения доменных границ ферромагнитных кристаллов под воздействием меняющихся напряжений.

В настоящее время при контроле механических напряжений металлических конструкций с помощью метода эффекта Баркгаузена используют одноосную калибровку. С точки зрения теории сопротивления материалов данный подход применим в некоторых простейших случаях, в силу того, что на практике не существует чистого одноосного напряженно-деформированного состояния (НДС).

Предсказывая внутренние напряжения в сталях посредством шума Баркгаузена (ШБ), наряду с высокой чувствительностью существуют несколько сопутствующих влияющих факторов, которые способны вносить существенную долю неопределённости в результаты измерения. Это такие факторы, как: микроструктура, поверхностная неоднородность, обезуглероженность поверхности и т.д.

Ранее были предприняты попытки для уменьшения неопределенности измерения напряжений: введение так называемого «jumpsum» параметра

вместо интенсивности ШБ, сравнение измерений магнитного и акустического ШБ, стабилизация значения магнитного потока в катушке намагничивания, и др.

В работе показано, что имеются новые возможности минимизировать неточности в измерении напряжения посредством как введения новых информативных параметров шума, так и с помощью двухосной калибровки измерительной аппаратуры.

Первый подход основан на том, что при увеличении амплитуды намагничивающего поля наблюдается скачок ШБ в некоторой области значений поля, так называемое «поле старта». Выполненные в работе исследования показывают, что при использовании этого параметра неопределенность измерения напряжения на фоне неизвестных влияющих факторов может быть снижена.

Второй подход основан на построении экспериментальных диаграмм изменения информативных параметров в условиях двухосной деформации крестообразных образцов. Эксперименты выполнялись с использованием магнитошумового анализатора «Introscan».

Измерения проводились по двум схемам: изгибной и на растяжение-скатие на образцах из стали 3 и стали 45 в закаленном и отпущенном состояниях. Построены двухосные диаграммы для обеих схем нагружения.

Получены корреляции между деформациями и магнитошумовыми параметрами.

Экспериментально установлены взаимосвязи между результатами измерения магнитных шумов в обоих главных направлениях, на основе чего сделаны выводы о возможности существования интегрированных характеристик магнитных шумов, robustных по отношению к влияющим факторам, среди них:

- шаровая и девиаторная функции напряжений;
- отношение этих функций;
- напряжение Мизеса.

Полученные трёхмерные диаграммы зависимости этих параметров от распределения главных напряжений сопоставляются с известными теоретическими закономерностями двухосного НДС.

Разработка образцов для построения калибровочных характеристик. Приведенные исследования выполнены для случая изгиба при постоянных или ступенчато изменяющихся значениях величин одноосных напряжений. Такого рода опыты позволили обеспечить построение калибровочных характеристик для одноосно деформированных элементов сталь-

ных конструкций. В конструкциях типа пластин и оболочек напряженно-деформированное состояние (НДС) обычно является плоским.

Определяющими соотношениями для плоского НДС являются соотношения обобщенного закона Гука:

$$\begin{aligned}\varepsilon_1 &= \frac{1}{E} [\sigma_1 - \lambda \sigma_2]; \\ \varepsilon_2 &= \frac{1}{E} [\sigma_2 - \lambda \sigma_1]; \\ \varepsilon_3 &= -\frac{\lambda}{E} [\sigma_1 + \sigma_2].\end{aligned}\quad (1)$$

где индексы 1, 2 и 3 соотносятся с главными направлениями; λ – коэффициент Пуассона материала; E – модуль Юнга.

Относительно напряжений обобщенный закон Гука приводится к виду:

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= -\frac{E(\varepsilon_2 + \varepsilon_3)}{1 + \lambda}, \\ \sigma_2 &= -\frac{E(\varepsilon_1 + \varepsilon_3)}{1 + \lambda}.\end{aligned}\quad (2)$$

Из уравнений (1) и (2) видно, что основным отличием плоского НДС от одноосного является зависимость деформаций и напряжений в каждом из главных направлений от деформаций и напряжений в альтернативных главных направлениях соответственно. Очевидно также, что по измерению магнитного шума в каждом из главных направлений невозможно судить о величине напряжений в соответствующем направлении без знания напряжений в альтернативных направлениях.

Таким образом, для заключения о величине напряжений по сигналам магнитного шума возможно либо решение сложной системы уравнений с учетом обобщенного закона Гука, совместности деформаций, условий равновесия и двухмерной функции $S(\sigma_1, \sigma_2)$, либо использование калибровочных характеристик для плоского напряженного состояния, полученных экспериментально. Нами рассматривается только второй случай из-за множества неопределенностей, возникающих при использовании расчетного метода. Схематически принимаем приложение сил на одной из пар плеч образца, на второй паре они действовали аналогично. При создании сжимающих напряжений силы были направлены в противоположную сторону.

На рисунке 1 показана схема расположения датчиков деформаций и магнитошумовых преобразователей на образце. Определение оптимальной

геометрии образцов проводилось путем моделирования поведения образца в условиях двухосного изгиба методом конечных элементов. Были исследованы различные формы образцов. Оптимизация формы проводилась по критерию достижения максимальной однородности напряжений и деформаций в зонах измерений магнитного шума и величины деформаций тензометрическими датчиками соответственно (центральная область образца). Для примера на рисунке 2 показаны результаты расчетов напряжений в образцах двух форм.

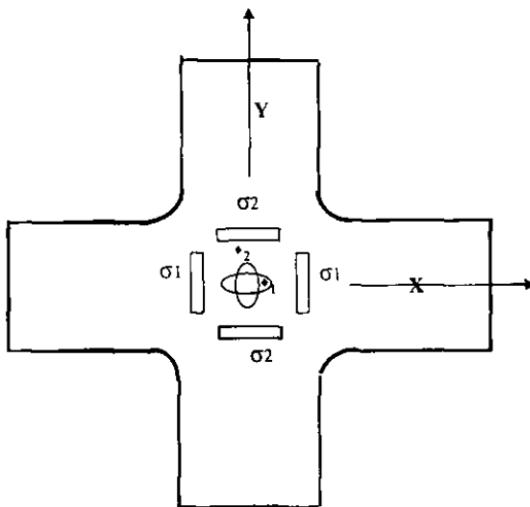
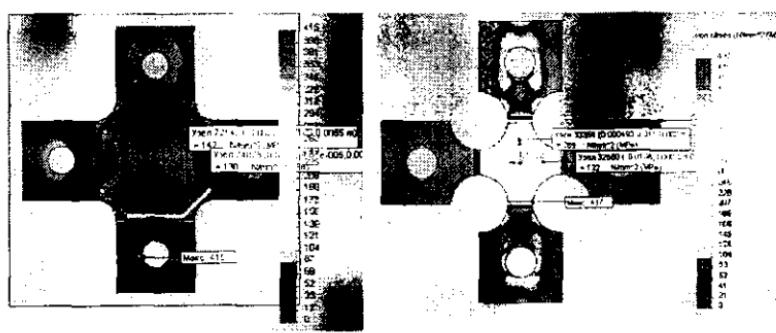


Рис. 1. Схема расположения датчиков деформаций и магнитошумового преобразователя в образце



а)

б)

Рис. 2. Результаты расчетов напряжений Мизесса в образцах двух форм

Форма образца (см. рис. 2, а) была в дальнейшем использована в экспериментах. Измерения проводились с помощью прибора «Интроскан».

Новые подходы к повышению эффективности неразрушающего контроля НДС с помощью метода магнитных шумов. Предварительные результаты измерений чувствительности магнитных шумов к двухосному напряженно-деформированному состоянию приведены ниже. В процессе ступенчатого изменения деформации определялись величины деформаций по направлениям X и Y , которые откладывались по соответствующим осям. В зависимости от положения преобразователя Баркгаузена измерялись значения $S(\sigma_1)$ и $S(\sigma_2)$, которые откладывались по оси ординат. Затем результаты дискретных измерений аппроксимировались с помощью двухмерных степенных полиномов.

Пример зависимости магнитного шума по X , $S(\sigma_1)$, от двухосных относительных деформаций ε_1 и ε_2 показан на рисунке 3.

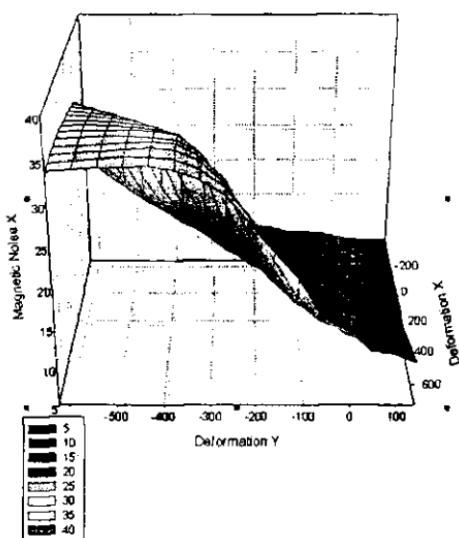


Рис. 3. Зависимость магнитного шума по X от двухосных деформаций крестообразного образца из сплава ВНС-2

Здесь и далее для получения значений деформаций по осям X и Y следует умножить приведенные на графиках значения на 10^{-6} . Значения магнитного шума по оси Z приведены в относительных единицах. Следует обратить внимание, что деформации по каждой из осей в данном случае про-

изводились в условиях стесненных деформаций по взаимно перпендикулярным осям – случай, который наиболее характерен в практике работы оболочек и пластин.

Как видно, стесненное деформированное состояние существенно изменяет картину чувствительности магнитного шума к НДС. Суть этих изменений ведет в отдельных случаях даже к изменению знака кажущейся чувствительности, тогда как истинный знак чувствительности для ферромагнитных материалов с положительной константой магнитострикции также является положительным. Имеющая место при одноосных измерениях нелинейность также возникает и в двухосном случае. Для пластичных материалов типа сталь Ст3 она имеет место при значительно более низких величинах деформаций (рис. 4).

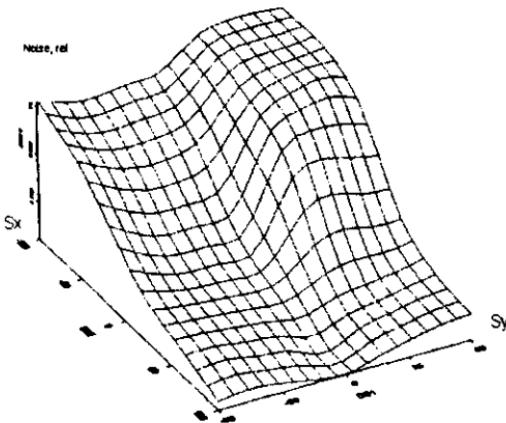


Рис. 4. Зависимость магнитного шума по X
от двухосных деформаций крестообразного образца из стали Ст3

Существенный интерес представляет поведение разности значений интенсивности магнитного шума по двум взаимно перпендикулярным осям, которую можно ассоциировать с девиатором напряжений, от величин соответствующих деформаций по осям. Этот интерес связан с высказанным ранее предположением о специфической чувствительности значений разности макроскопических магнитных характеристик, измеренных по двум главным направлениям, к изменению напряжений по двум главным направлениям при плосконапряженном состоянии.

При плоскодеформированном состоянии наблюдается определенная особенность – зависимость становится близкой к линейной (рис. 5).

На рисунке 5 по оси ординат отложены разности значений $S(\sigma_1) - S(\sigma_2)$ в зависимости от величин деформаций по двум главным осям.

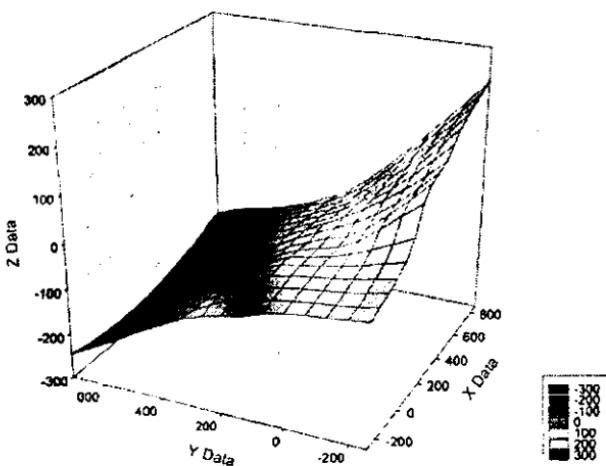


Рис. 5. Зависимость разности измеренных значений интенсивности магнитного шума $S(\sigma_1) - S(\sigma_2)$ в образце из стали Ст3 от величин деформаций по двум главным осям

Одной из важнейших характеристик НДС является напряжение Мизеса:

$$\sigma_M = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2}, \quad (3)$$

которое определяет сдвиговые напряжения в материале, ответственные за сдвиговую деформацию. Она в свою очередь обуславливает изменение магнитных свойств.

На рисунке 6 показана рассчитанная зависимость деформации Мизеса от величин деформаций по главным осям.

Представляет также интерес, как ведет себя поверхность, подобная поверхности Мизеса, но рассчитанная как поверхность величины интенсивности магнитного шума по отношению к главным деформациям. Такая поверхность, полученная экспериментально, приведена на рисунке 7.

На седлоподобной поверхности четко прослеживается минимум в направлении, близком к диагональному на плоскости $X-Y$, соответствующему равенству главных деформаций. В свою очередь условие равенства главных деформаций соответствует условиям равенства минимуму сдвиговых деформаций Мизеса (см. рис. 5) и максимуму шаровой компоненты

тензора деформаций, влияние которой на магнитные характеристики является минимальным.

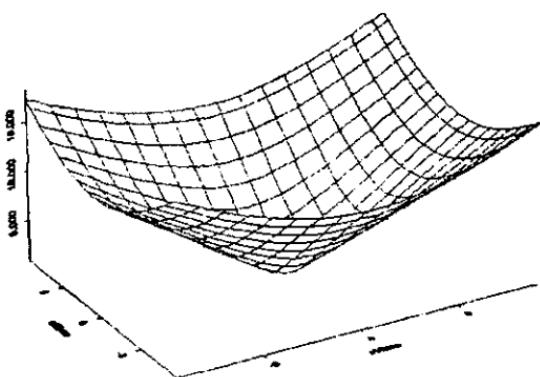


Рис. 6. Поверхность Мизеса в зависимости от деформаций во взаимно перпендикулярных направлениях

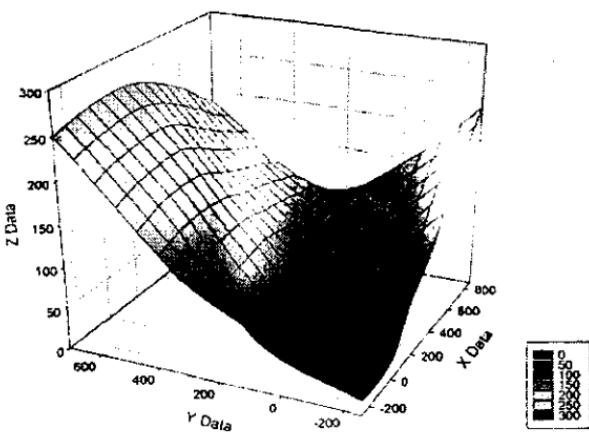


Рис. 7. «Поверхность Мизеса» для интенсивности магнитного шума, полученная экспериментально по двухосной деформации сплава ВНС-2

Анализ графика и численных данных с определенной степенью достоверности позволяет предположить, что определяющее влияние на изменение «поверхности Мизеса» магнитного шума оказывает именно девиаторная компонента деформаций, определяющаяся для плоского напряженного состояния разностью главных деформаций.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Н.В. Грунтович¹, А.А. Кибалко¹, М.Н. Клебанова²

¹ОАО «Белгорхимпром», Минск, Беларусь,

²УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Наблюдается рост техногенных и экологических катастроф, обусловленных большим износом оборудования и неспособностью человека их предотвратить. Износ оборудования составляет 70...80 %, а на отдельных предприятиях износ оборудования достигает более 85 %.

Для предотвращения аварий необходимы современные диагностические приборы. Многоканальный диагностический прибор МДП-11423 позволяет свести к минимуму внезапные неплановые остановки технического оборудования, выполнять входной контроль агрегатов и запасных узлов при их покупке, перед ремонтом и после ремонта.

Согласно проведенному анализу в организациях концерна «Белнефтехим» в 2006 году основными причинами инцидентов были:

- 37 % – отказы электрооборудования;
- 30,5 % – выход из строя технологического оборудования по причинам его физического старения и плохого качества ремонта.

В этой связи существенно возрастает роль технической диагностики.

Остановимся на некоторых проблемах этой науки, которые возникли в последние годы, и возможных путях их решения.

1. Отсутствует концепция технической диагностики:

- слабая подготовка кадров по технической диагностике;
- недостаточное количество учебников, методик, стандартов по технической диагностике;
- слабое оснащение организаций концерна современными диагностическими приборами, крайне недостаточный перечень приборов, которые выпускаются в Беларуси.

2. Методические ошибки при техническом диагностировании:

- неадекватный выбор метода диагностирования;
- неправильный выбор способа обработки полученной информации;
- плохое знание физических основ объекта диагностирования;
- неумение определить исправность прибора и достоверность измерений;
- неправильный выбор частотного диапазона при измерении вибраций;

- неправильный выбор режима работы оборудования при диагностировании;
- неумение учитывать помехи и проводить комплексное диагностирование;
- неправильный выбор реперных точек.

3. Организационно-технические ошибки:

- отсутствие банка диагностической информации и дефектов однотипных механизмов по отрасли;
- неправильное оформление заявки на подшипники качения;
- отсутствие входного контроля качества подшипников качения перед установкой на механизм;
- плохая подготовка посадочных мест для подшипников качения;
- нарушение технологии при съеме и посадке подшипников качения;
- неумение выбрать пороговое значение при оформлении заключения;
- отсутствие методологических принципов управления износом и старением оборудования.

Периодическое и плановое техническое диагностирование позволит решать следующие главные задачи:

- 1) выполнять входной контроль агрегатов и запасных узлов при их покупке, перед ремонтом и после ремонта;
- 2) свести к минимуму внезапные неплановые остановки технического оборудования;
- 3) управлять старением оборудования.

Для решения всех этих задач необходимы современные диагностические приборы. В качестве примера рассмотрим переносной многоканальный, многопараметрический прибор для диагностирования различных объектов (рис. 1).



Рис. 1. Многоканальный диагностический прибор МДП-11423

Измерительные каналы:

- 1) измерение вибрации – 2 канала;
- 2) измерение тока – 2 канала;
- 3) измерение напряжения – 2 канала;
- 4) измерение оборотов – 1 канал;
- 5) измерение магнитного поля – 2 канала.

В качестве иллюстрации на рисунке 2 приведен протокол ввода параметров диагностируемого электродвигателя; на рисунке 3 – протокол ввода параметров диагностируемого механизма.



Рис. 2. Протокол ввода параметров диагностируемого электродвигателя



Рис. 3. Протокол ввода параметров диагностируемого механизма

На основе математической модели вычисляются информативные частоты и выдается протокол определения информативных частот

В компьютерную программу вводятся измеренные спектры вибрации (рис. 4) и формируется диагностическая модель обработки спектрограммы подшипника (рис. 5).

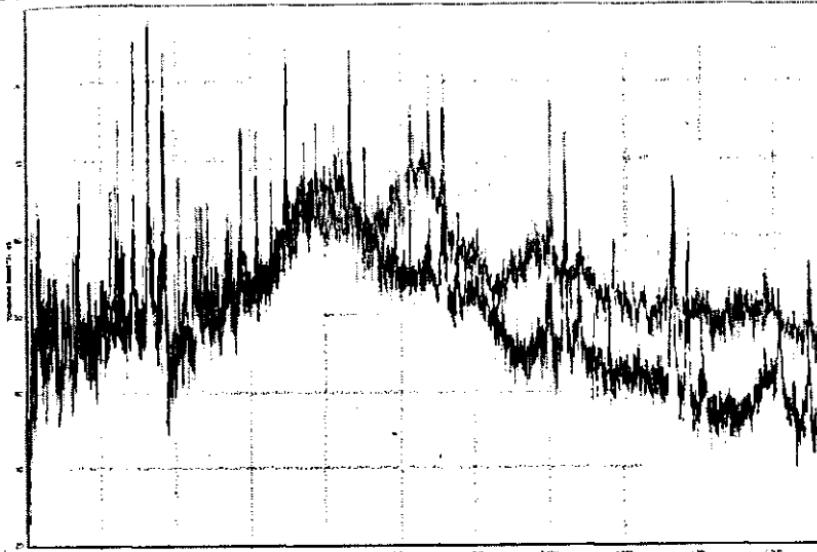


Рис. 4. Спектр вертикальной вибрации электродвигателя Н-216

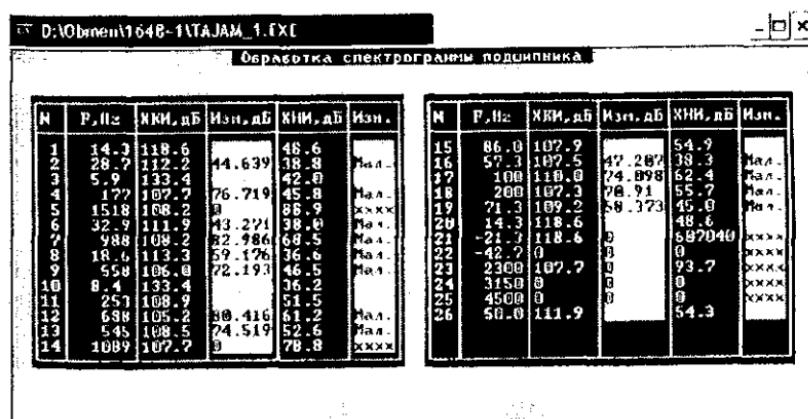


Рис. 5. Протокол обработки спектрограммы подшипника

Компьютерная программа позволяет выявить *дефекты асинхронных и синхронных двигателей*:

- неисправности подшипников скольжения;
- неисправности подшипников качения;
- нарушение соосности магнитного поля статора и ротора;
- ослабление расклиновки обмотки статора;
- ослабление жесткости статорной обмотки в лобовой части;
- нарушение изоляции стяжных болтов активного железа статора;
- ослабление прессовки крайних пакетов электротехнической стали статора;
- магнитную несимметрию в двигателе;
- электрическую несимметрию фаз двигателя;
- насыщение магнитной цепи двигателя при нарушении отношения U/f от расчетных при работе от вентильных преобразователей;

- старение и высыхание изоляции статорной обмотки;
- овальность ротора и бочки статора.

Компьютерная программа выявления *дефектов подшипников качения*:

- заводские *дефекты подшипников качения*: некруглость тел качения; овальность внутреннего кольца; трехвыпуклость внутреннего кольца; неравномерность зазоров между телами качения и кольцами (разные диаметры тел качения); повышенная волнистость колец; раковины на кольцах и телах качения;

- *эксплуатационные дефекты подшипников качения*: заводские дефекты, которые приводят к интенсивному износу узлов подшипников качения; перекос внутреннего кольца; перекос наружного кольца; трещины на внутреннем кольце; износ сепаратора; неоднородный радиальный натяг; износ тел качения; загрязнение смазки.

Компьютерная программа позволяет выявить *дефекты машин постоянного тока*:

- высыпание изоляции и ослабление прессовки шунтовой обмотки;
- ослабление прессовки активного железа главных полюсов;
- износ коллектора;
- нарушение соосности магнитного поля индуктора и якоря (осевая вибрация);
- нарушение коммутации;
- витковые замыкания в шунтовой обмотке;
- витковые замыкания в якорной обмотке;
- витковые замыкания обмотки добавочных полюсов;
- износ подшипников качения;
- износ подшипников скольжения;
- неравномерность зазора между главными полюсами и якорем.

В интерактивном режиме проводятся анализ и диагностирование и в результате выдаются: протокол диагностирования дефектов подшипника (рис. 6); протокол диагностирования дефектов механизма; протокол диагностирования износа.

Диагностика дефектов подшипника		
Механизм	3638	Уро-вень износа
Лаунжер	3638	Подшипник 3638
		Возможные дефекты
П	1. Неуравновешенность ротора.	Начало-Малый
Е	2. Овальность внутреннего кольца, радиальный натяг	Начало-Малый
Ф	3. Раковины на маркучном кольце.	Начало-Малый
Е	4. Зазор повышенный.	Начало-Малый
К	5. Раковины на поверхности тела качения.	Начало-Малый
Т	6. Раковины на внутреннем кольце.	Начало-Малый
Щ	7. Старение смазки.	Начало-Малый
		Рекомендации по устранению дефектов
	1. Выполнить балансировку.	
	2. Заполнить смазку.	
	3. Заменить подшипник.	
	4. Измерять вибрацию 1 раз в неделю <150 час>.	
	5. Измерять вибрацию 1 раз в месяц <750 час>.	
	6. Измерять вибрацию 1 раз в 2 месяца <1500 час>.	
	7. Проверить соосность (центровку).	XXXXXX

Рис. 6. Протокол диагностики дефектов подшипника

ЛИТЕРАТУРА

1. Вибродиагностика: моногр. / Г.Ш. Розенберг [и др.]; под ред. Г.Ш. Розенберга. – СИБ: ПЭНПК, 2003. – 284 с.

УДК 620.179.14

ВИХРЕТОКОВЫЙ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ДЕФЕКТОСКОП С МНОГОЭЛЕМЕНТНЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ

А.В. Чернышев, И.Е. Загорский

¹ГНУ «Институт прикладной физики НАН Беларусь», Минск, Беларусь

В Институте прикладной физики НАН Беларусь проводятся работы по разработке аппаратуры для вихретоковой дефектоскопии. Например, был разработан, изготовлен и внедрен на Минском моторном заводе автоматизированный вихретоковый дефектоскоп с многоэлементным преобразователем, предназначенный для контроля чугунных гильз цилиндров дизельных двигателей. С его помощью в настоящее время проводится 100 % контроль

гильз, производимых на этом заводе. Гильзы имеют форму, подобную отрезку трубы, поэтому нет принципиальных трудностей для его применения при дефектоскопии труб. При разработке дефектоскопа решались проблемы, типичные для вихретоковой дефектоскопии, — обеспечить с высокой достоверностью выявление относительно малых дефектов (имеющих небольшие геометрические размеры протяженности, глубины, ширины раскрытия) при наличии различного рода мешающих факторов. Кроме этого, требовалось обеспечить относительно высокую производительность контроля при максимальной простоте его эксплуатации и автоматизированном процессе контроля. Рассмотрению указанных вопросов и посвящена данная работа.

Введение. Вихретоковый метод дефектоскопии основан на анализе электрического сигнала, возникающего в преобразователе дефектоскопа под действием вторичного электромагнитного поля вихревых токов, возникающих в объекте контроля под действием первичного электромагнитного поля возбуждения. К преимуществу этого метода можно отнести высокую производительность, особенно при контроле объектов цилиндрической формы (в частности, труб), когда при применении набора накладных преобразователей удается обеспечить высокую чувствительность к различным дефектам сплошности и обеспечить контроль значительного по площади участка его поверхности за один оборот контролируемого объекта на 360 град. Понятно, что по мере роста числа преобразователей дефектоскопа увеличивается размер такого участка. Также при вихретковом методе удается довольно просто обеспечить автоматизированный режим контроля (его можно проводить бесконтактным методом, т.е. при отсутствии контакта между преобразователем дефектоскопа и контролируемым изделием); обнаружить подповерхностные дефекты; проводить приблизительную оценку размеров дефекта, в частности, его глубины. Ферромагнитные изделия после проведения контроля остаются в размагниченном состоянии, что, например, при контроле гильз цилиндров является обязательным условием.

Постановка задачи. При разработке дефектоскопа для контроля гильз цилиндров двигателя необходимо было обеспечить выполнение следующих условий. По техническим условиям на внутренней поверхности гильзы цилиндров не допускаются никакие дефекты сплошности металла, кроме точечной пористости, образующейся в результате выкрашивания графита и металлической основы по границам графитовых включений при механической обработке. Как показали исследования, основными видами дефектов в гильзах цилиндров являются в первую очередь трещины, а

металла. Так как все они могут иметь относительно небольшие геометрические размеры, то дефектоскоп должен обладать по возможности максимальной чувствительностью к дефектам сплошности. Однако трещины малой глубины, ширины раскрытия, мелкие поры, раковины, рыхлоты вызывают относительно небольшие изменения информационного электрического сигнала, по которому в дефектоскопе проводится контроль, относительно сигнала с бездефектного участка гильзы. Похожие изменения информационного сигнала могут вызывать вариации магнитной проницаемости, удельной электрической проводимости, которые всегда имеют место на практике при перемещении преобразователя по контролируемой поверхности гильзы цилиндра, изготовленной из чугуна, и которые относятся к так называемым мешающим факторам. Поэтому основной проблемой при разработке дефектоскопа было достижение максимально возможной чувствительности его к дефектам сплошности с максимально возможной отстройкой от влияния мешающих факторов. Кроме этого, необходимо было обеспечить максимальную простоту работы с дефектоскопом для оператора, т.е. в процессе работы с ним должны отсутствовать какие-либо настройки, регулировки, процесс контроля должен быть полностью автоматизирован. Также было необходимо обеспечить довольно высокую производительность контроля – требуется проверять не менее двух гильз в минуту.

Способ решения поставленной задачи. Для обеспечения требуемой производительности контроля в дефектоскопе имеются два держателя, в которых находится определенное число накладных преобразователей.

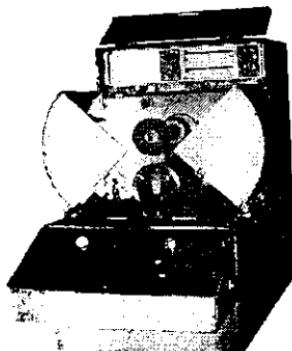


Рис. 1 Вихревой дефектоскоп, в измерительном отсеке которого установлена контролируемая гильза цилиндра

После размещения гильзы цилиндра в отсеке контроля дефектоскопа, как показано на рисунке 1 (где показан дефектоскоп), один держатель с набором преобразователей приближается к ее внутренней поверхности, а второй – к наружной. Затем гильза приводится во вращение на угол, несколько превышающий 360 град, в процессе которого проводится сканирование обеих поверхностей с целью обнаружения на них дефектов. В результате обеспечивается требуемая производительность дефектоскопа, время вращения гильзы цилиндра составляет 13 с.

В качестве преобразователей применены преобразователи трансформаторного типа, каждый из них содержит катушку переменного поля возбуждения и измерительную.

Необходимая чувствительность к дефектам сплошности достигается подбором резонансной частоты колебательного контура, создаваемого катушкой возбуждения и подключаемого к ней конденсатора.

Резонансная частота выбирается такой, чтобы изменения вносимых в катушку поля возбуждения сопротивлений (как активного, так и реактивного), которые происходят при перемещении преобразователя из бездефектной области гильзы в область с дефектом сплошности ее материала, приводили к изменению амплитуды эдс измерительной катушки в одном и том же направлении, например, к ее возрастанию.

Для исключения каких-либо подстроек в процессе работы с дефектоскопом был применен динамический режим работы [1], позволяющий использовать модуляционный метод выделения информации [2], получаемой с измерительной катушки преобразователя в процессе сканирования поверхностей гильзы. Более конкретно данный способ был осуществлен следующим образом. Каждый преобразователь питается переменным током возбуждения от отдельного генератора, а напряжение с каждой измерительной катушки преобразователя анализируется в своем отдельном измерительном канале. Переменное напряжение с измерительной катушки преобразователя поступает на вход амплитудного детектора, после которого оно поступает на вход фильтра верхних частот, не пропускающий постоянную составляющую входного напряжения, ослабляющий его низкочастотные составляющие. Частота среза этого фильтра определяется по результатам анализа сигналов, полученных при проведении измерений на гильзах цилиндров в процессе наладки дефектоскопа. Сущность достигаемого в этом случае улучшения отношения сигнала от дефекта к сигналу от помехи (сигнал/помеха) состоит в том, что эти сигналы различаются частотными спектрами. Обычно дефекты характеризуются большей локальностью, чем различные структурные неоднородности в материале гильзы, в которых наблюдаются непостоянство магнитных и электрических параметров. В результате сигнал от дефекта имеет более широкополосный частотный спектр, чем сигнал от неоднородностей, в котором преобладают низкочастотные составляющие. После прохождения через фильтр верхних частот с оптимально подобранный частотой среза достигается повышение отношения сигнал/помеха. Пример сигнала, полученного на выходе фильтра верхних частот, в зависимости от угла поворота гильзы, совершающей вращение с постоянной угловой скоростью, показан на рисунке 2 (на сигналы от дефекта указывают надписи на рисунке).

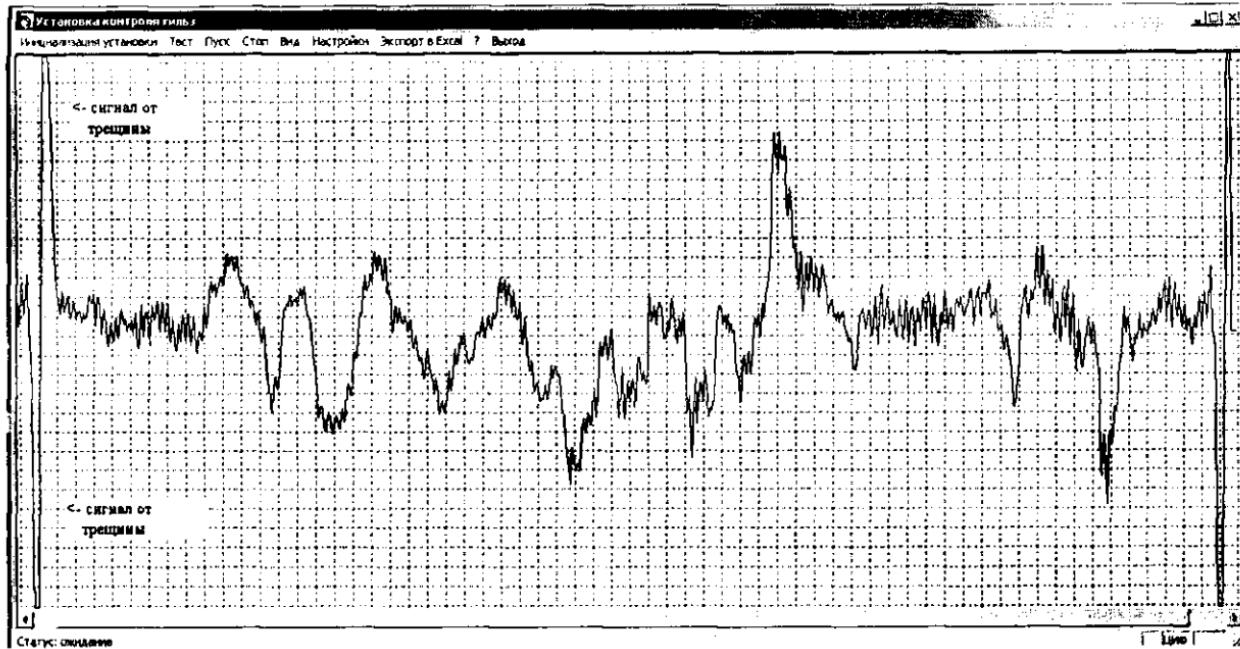


Рис. 2. Сигнал на выходе фильтра верхних частот в зависимости от угла поворота гильзы

В данном случае время, в течение которого проводились измерения, превышало период вращения гильзы, поэтому на рисунке 2 имеются два сигнала от дефекта (они расположены в левой области рисунка и в правой). Остальные локальные максимумы, минимумы амплитуды выходного напряжения преобразователя вызваны непостоянством магнитных и электрических параметров материала гильзы на разных ее участках, т.е. являются помехами. В данном случае дефектом является искусственный узкий паз длиной 9 мм, глубиной 0,5 и шириной 0,3 мм. По мере уменьшения глубины дефекта, ширины его раскрытия, при наличии над дефектом слоя металла (т.е. дефект подповерхностный) амплитуда сигнала от него на выходе фильтра становится все меньше. Она может быть намного меньше амплитуды сигнала от помехи. Кроме этого, сигнал от помехи может иметь амплитуду, превышающую амплитуду от относительно «большого» дефекта. Поэтому проводить контроль просто по достижению амплитудой сигнала на выходе фильтра верхних частот некоторого порогового значения не удается, необходимы дополнительные критерии для распознавания сигналов от дефекта сплошности и сигналов, возникающих из-за непостоянства магнитных и электрических параметров материала гильзы цилиндра. Один из таких критериев основывается на том, что в процессе пересечения преобразователем локального дефекта сплошности на выходе фильтра верхних частот формируются два импульсных сигнала примерно равной амплитуды, но разной полярности (см. рис. 2). При этом предварительно определяется, какой полярности должен быть должен быть первый по времени возникновения импульсный сигнал, когда преобразователь пересекает дефект сплошности [3].

Наилучший результат в вопросе распознавания сигналов от дефектов на фоне сигналов от различных мешающих факторов удается получить при анализе сигнала, получаемого на выходе фильтра верхних частот в процессе сканирования контролируемой поверхности, при помощи компьютера с использованием специальной программы, в которой необходимо учсть особенности, которые зависят от конкретной решаемой задачи.

Для выявления трещин, имеющих глубину порядка 0,2 мм, частота поля возбуждения должна составлять несколько сотен килогерц. Однако при такой частоте оказывается низкой чувствительность к подповерхностным дефектам. Для выявления таких дефектов в области гильзы, где она испытывает максимальную нагрузку при эксплуатации, наряду с высокой применяется и более низкая частота поля возбуждения преобразователя – порядка нескольких килогерц. При этом контроль проводится не по амплитуде выходного напряжения преобразователя, а по амплитуде пятой гармонической составляющей этого напряжения, т.е. при частоте синусоидально-

го поля возбуждения, равной F . Контроль проводится по амплитуде напряжения, имеющего частоту $5F$, которое выделяется резонансным усилителем из выходного напряжения преобразователя.

Как показали исследования, при относительно низкой частоте поля возбуждения процентное изменение амплитуд высших гармонических составляющих выходной эдс накладного преобразователя при перемещении преобразователя с бездефектного участка гильзы на участок с трещиной намного (часто в разы) превышает такое изменение, которое наблюдается с амплитудой выходного (суммарного, не раскладываемого на гармонические составляющие) напряжения преобразователя.

Другими словами, в этом случае чувствительность амплитуд высших гармонических составляющих к дефектам оказывается намного больше, чем амплитуды суммарного выходного напряжения накладного преобразователя трансформаторного типа.

Способ измерения по амплитуде пятой гармоники не отличается от того, который применяется при измерениях по амплитуде суммарного выходного напряжения преобразователя – после амплитудного детектора напряжение поступает на вход фильтра верхних частот, после чего проводится анализ сигнала на его выходе.

Достигнутый результат. Правильность выбранных научных и технических путей для решения проблемы обнаружения дефектов сплошности материала гильз цилиндров дизельного двигателя подтверждена опытом эксплуатации дефектоскопа на Минском моторном заводе, где в настоящее время проводится 100 %-ный контроль изготавливаемых на этом заводе гильз.

Пример участка гильзы цилиндра с дефектом в виде сквозной трещины, обнаруженной разработанным дефектоскопом, показан на рисунке 3 (излом гильзы на том участке, где находится трещина). Она имеет более темный цвет относительно участка, где до проведения излома был сплошной металла и который на рисунке выглядит более светлым участком.

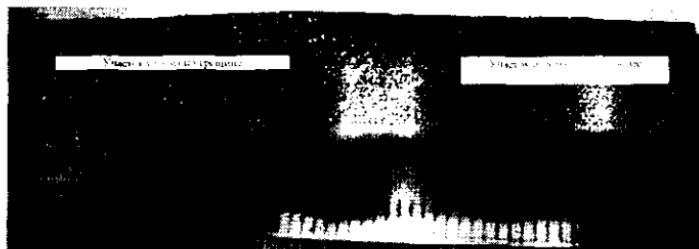


Рис. 3. Излом участка гильзы цилиндра с трещиной

Можно отметить, что в данном случае трещина была совершенно неразличима при визуальном осмотре гильзы. Это вызвано как малой шириной ее раскрытия, так и тем, что контроль гильзы цилиндра проводится после токарной обработки ее наружной поверхности и хонингования внутренней поверхности. В результате происходит так называемое захватывание краев трещины, что часто исключает ее обнаружение при визуальном осмотре.

Дефектоскоп обнаруживает трещины, глубина которых превышает 0,2 мм, и протяженность 5 мм.

Если в процессе сканирования гильзы цилиндра под каким-либо преобразователем обнаруживается дефект, то вращение гильзы прекращается, а на табло дефектоскопа (размещено на его лицевой панели, см. рис. 1) световой индикатор показывает, под каким преобразователем обнаружен дефект. Если он не виден при визуальном осмотре, то данная область гильзы цилиндра обследуется при помощи портативного дефектоскопа с накладным преобразователем карандашного типа, также изготовленного в ИПФ НАН Беларусь. В процессе сканирования в ручном режиме выделенного участка гильзы устанавливается точное место, где имеется дефект сплошности, и его протяженность.

Основная проблема при разработке дефектоскопа – способность различать сигналы от дефектов сплошности и от различных структурных неоднородностей, которые всегда присутствуют, как показали исследования, в материале гильз, изготавливаемых из высокопрочного чугуна.

Данный дефектоскоп может применяться и для обнаружения дефектов сплошности в ферромагнитных трубах различного диаметра. При этом возможно изготовление вихревого дефектоскопа с автономным питанием, который при перемещении внутри трубы будет проводить контроль ее внутренней поверхности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / под ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 2003. – 656 с.
2. Герасимов, В.Г. Неразрушающий контроль: в 5 кн. / В.Г. Герасимов, А.Д. Покровский, В.В. Сухоруков. – М.: Высш. шк., 1992. – Кн. 3: Электромагнитный контроль: практик. пособие. – 312 с.
3. Вихревой автогенераторный дефектоскоп: пат. Респ. Беларусь № 1939 / А.В. Чернышев, И.Е. Загорский.

**PIMSLIDER – СИСТЕМА КОНТРОЛЯ
ЦЕЛОСТНОСТИ ТРУБОПРОВОДА. ГОТОВЫЕ РЕШЕНИЯ,
ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ**

И.Р. Махкин

ЗАО «Нефтегазсистема», Гомель, Беларусь

Введение. Главной и первостепенной задачей трубопроводной компании является обеспечение безопасной и надежной работы системы трубопроводов при наименьших затратах на поддержание жизненного цикла. Важным компонентом в обеспечении успешного выполнения этой задачи является наличие необходимой информации, компетентность и средства для интегрированной обработки информации на всех этапах процесса управления целостностью системой трубопроводов (Pipeline Integrity Management System (PIMS)). В данном случае и приходят на помощь информационные технологии.

Цели PIMS. Система PIMS должна продемонстрировать компетентным органам власти тот факт, что предпринимаются адекватные управленческие и организационные мероприятия в целях предотвращения и контроля аварий, ограничения их последствий для человека и окружающей среды, а также для доказательства наличия надлежащего планирования на случай чрезвычайной обстановки. Кроме того, система должна продемонстрировать, что техническая безопасность и целостность всей системы была достигнута путем надлежащего проектирования системы трубопроводов, эксплуатации оборудования, технического обслуживания и инспекций, основанных на согласованных высоких технических стандартах и нормах. Все эти виды стратегий, основанных на документах (бумажных носителях), сейчас готовы к внедрению в реальную систему контроля технологических процессов.

Цели системы PiMS:

- ежегодное подтверждение органам власти Лицензии на эксплуатацию с учетом остающихся угроз и проведенных за конкретный год мероприятий;
- доказательство и демонстрация фактической целостности путем проведения сравнения с предыдущими периодами времени;
- генерирование информации (путем легко проверяемых процессов) для отдела безопасности (как части внутреннего процесса верификации) и для компетентных органов власти;
- улучшение уровней качества и конфиденциальности используемых данных, так как они могут контролироваться из одного источника и, при

необходимости, распределяться по всей системе. Процессы должны быть прозрачными для каждого пользователя, что приведет к улучшению удобства сопровождения и непротиворечивости данных;

- возможность дифференцирования применяемых измерений и мероприятий для всей сети трубопроводов в зависимости от критериев и ключевых индикаторов производительности.

В целях решения этих задач разработана предлагаемая система PIMSlider, которая используется в настоящее время такими компаниями, как Gasunie (Нидерланды), SASOL GAS (ЮАР), Geoplín (Словения), RWE Transgas (Чешская Республика), TOTAL TIGF (Франция).

Состав системы PIMS. Система контроля PIMS состоит из интерфейсов, баз данных, алгоритмов и критериев контроля, а также интерфейса «человек – машина» для работы с системой.

Система имеет простую и прозрачную внутреннюю структуру. Все данные о трубопроводе, включая информацию о конструкции, расположении, данные разнообразных инспекций и обследований, результаты расчетов и моделирования, хранятся в единой базе данных. База данных совместно с интерактивными интерфейсами, позволяющими эти данные просматривать и анализировать, составляют информационно-поисковую подсистему.

Управление данными:

- Вся информация о трубопроводах хранится в реляционной базе данных.
- Трубопровод и «особенности» на нем (задвижка, кожух, пересечение, дефект и т.д.) хранятся как отдельные объекты. Все объекты имеют регулируемый набор специфических атрибутов. Пользователь может получить информацию по любому объекту трубопровода из таблицы, либо непосредственно с карты.
- Поддерживается ручной ввод, хранение, редактирование и извлечение всех данных.
- Поддерживается загрузка разнородной цифровой информации:
 - данные внутритрубных обследований (Flaw List – отчет о дефектах и Raw Data – двоичные данные);
 - измерения ЭХЗ;
 - наземные измерения на трубопроводе, включая функцию привязки этих данных к соответствующему положению трубопровода (координаты географической карты) или объектам трубопровода;
 - другие данные, необходимые для проведения анализа состояния трубопроводов и представленные в цифровом виде.
- Доступ к данным и их анализ осуществляется при помощи полностью синхронизированных графических интерфейсов, таких как программы просмотра таблиц карт и графиков.

- Пользовательские запросы – пользователь может осуществить выборку необходимой информации из базы данных путем самостоятельного построения запросов, например, следующего типа:

- перечень всех пересечений с дорогами (или железными дорогами) без кожухов и предупредительных знаков, где глубина залегания трубы не превышает 0,8 м;

- перечень всех мест, где присутствуют дефекты определенного типа и минимальное расстояние до зданий не отвечает требованиям стандартов.

Контроль целостности трубопроводов осуществляется аналитической подсистемой, которая представляет собой расширяемый набор приложений (программ), объединенный общей базой данных, едиными методами доступа к информации, ее представления.

При этом выполняется анализ результатов внутритрубных инспекций:

- выполняется оценка механической прочности (B31G, RSTRENG);
- поддерживается выбор участка поверхности трубопровода для проведения исследования и учитывается влияние близости дефекта на остаточную прочность сегмента трубопровода.

Анализ дефектов:

- Создается 3-х мерное изображение любых дефектов на основе двоичных данных внутритрубного обследования.

- Расчет скорости роста дефектов по результатам последовательных инспекций.

- Прямые измерения – оценка дефекта с использованием метода коначных элементов. При этом используются файлы, полученные при прямом измерении геометрии дефекта.

- Моделирование – анализ предельных значений для определения устойчивости при ухудшении условий эксплуатации трубопровода или непрерывной эксплуатации, принимая в расчет текущие или будущие условия эксплуатации.

- Оптимальный ремонт – автоматическое составление перечня необходимых ремонтов, который используется для оценки стоимости и ресурсов.

Анализ состояния катодной защиты:

- Определяется степень потенциальной коррозионной опасности для любой секции трубопровода с учетом влияния агрессивной среды, отрицательных антропогенных факторов, типа изоляции, сопротивления грунтов и др.

- Определение защищенности по протяженности и во времени.

- Определение состояния изоляционного покрытия – при наличии результатов детальных обследований трубопровода (измерения шаговых потенциалов, измерения приборами UpScan, MoData).

- Моделирование режимов работы СКЗ путем изменения силы тока, потенциалов в точках дренажа.

- Сопоставление с данными внутритрубных инспекций и других видов обследований.

Оценка рисков:

- Выполняется анализ опасности теплового повреждения (взрыва) трубопровода с учетом распространения дисперсионного шлейфа.
- Оценка последствий повреждения в любой точке трубопровода с учетом расстояния до зданий, плотности населения.
- Выполняется оценка относительного, индивидуального и социального рисков в любой точке магистрали трубопровода.
- Определение приоритетов зон риска.

Результаты работы аналитической подсистемы являются основой для работы подсистемы принятия решений. Эта подсистема предназначена для экспертов в области целостности трубопроводов и обеспечивает выбор оптимальной стратегии проведения ремонтов трубопровода, определение периодичности их обследования. При этом учитываются следующие данные:

- Механическая прочность. Учитываются как дефекты, обнаруженные при внутритрубных инспекциях, так и при шурфовании трубопровода.
- Степень коррозии в расчете на дефект.
- Минимально требуемая механическая прочность.
- Экономические критерии (затраты).
- Расходы на проведение инспекций по типам (изыскания, внутритрубное обследование).
 - Стоимость ремонта в расчете на дефект.
 - Стоимость замены трубопровода.
 - Штраф в случае аварии.
 - Штраф за утрату контракта.
 - Представление сопутствующих расходов предприятия.
 - Экономические критерии (экономия):
 - экономия от отложенных ремонтов;
 - экономия на расходах на проведение инспекции вследствие своевременного (раннего) ремонта;
 - экономия на расходах на ремонт вследствие проведения своевременной (ранней) инспекции;
 - экономия на общих расходах на техническое обслуживание вследствие своевременной замены оборудования. Предварительно определенных уровней риска, которые влияют на предпочтительность момента ремонта.

При выборе метода ремонта учитываются обеспечение сохранения необходимой нагружочной способности трубопровода с минимальной стоимостью ремонта.

Программное обеспечение. PIMSlider – это пакет программ, предоставляющий следующие возможности по контролю за состоянием трубопроводов:

- Управление данными.

- Базовая ГИС-функциональность.

• Навигация – обеспечивает навигацию вдоль трубы, подсвечивает объекты трубопровода (включая сам трубопровод) на карте и показывает атрибутивные значения этих объектов.

• Позиционирование – может представить детальную информацию о выбранном с карты объекте. Поддерживает функцию одновременного измерения масштаба изображения карты и других графических окон.

• Расстояние – обеспечивает расчет расстояния между 2 точками, выбранными пользователем на карте.

• Координаты – рассчитывает координаты (в координатах GIS) в любой точке карты в зависимости от положения курсора на карте.

• Дистанция – рассчитывает значение «дистанции» по трубе в зависимости от положения курсора на трубопроводе.

• 3D-изображение – может представлять систему трубопроводов в 3-х мерном изображении, включая такие функции, как скролинг, масштабирование и вращение; объекты на трубопроводе, включая дефекты, представляются в 3-х мерном изображении согласно угловому положению, указанному в отчете.

• Функции поиска – можно использовать для нахождения местоположения на карте. Например, поиск по почтовому индексу, кодам объектов или номеру чертежа и позиционирование по определенным координатам X, Y и GPS.

• Увеличение/уменьшение масштаба изображения до карты с общим видом страны.

• Мониторинг, анализ и моделирование системы катодной защиты (включая вопросы, связанные с блюждающими токами).

• Анализ данных внутритрубного обследования, используя либо Flaw List (перечень дефектов), либо двоичные данные; сравнение внутритрубных инспекций, проведенных в разное время (и возможно, разными исполнителями) по одному участку трубопроводов.

• Оценка дефекта (механика разрушений, например B31G, RSTRENG, стандарт Gasunie).

• Расчеты рисков (индивидуального и социального) и представление уровней риска всех трубопроводов.

- Установление приоритетов проведения инспекций, исходя из контуров риска.
- Расчет целостности трубопроводов, на которых невозможно проводить внутритрубные обследования, с использованием технологии Direct Assessment (DA).
- Оценка экономических вопросов (расчет остаточного ресурса, оптимизация жизненного цикла).

Программное обеспечение PIMSlider включает в себя следующие модули:

Slider4PIMS – обеспечивает хранение всех данных, относящихся к трубопроводу: координаты трубопровода, профиль, пересечения, грунты, запорная арматура, плотность населения вдоль трассы трубопровода, средства и обследования ЭХЗ, данные внутритрубной диагностики, статистика по ремонтам и авариям, мультимедийные документы (фотографии, схемы, чертежи и т.д.); поддерживает механизм многокритериальных запросов для доступа к базе данных и имеет развитые средства визуализации, графической интерпретации информации и генерации отчетов (рис. 1).

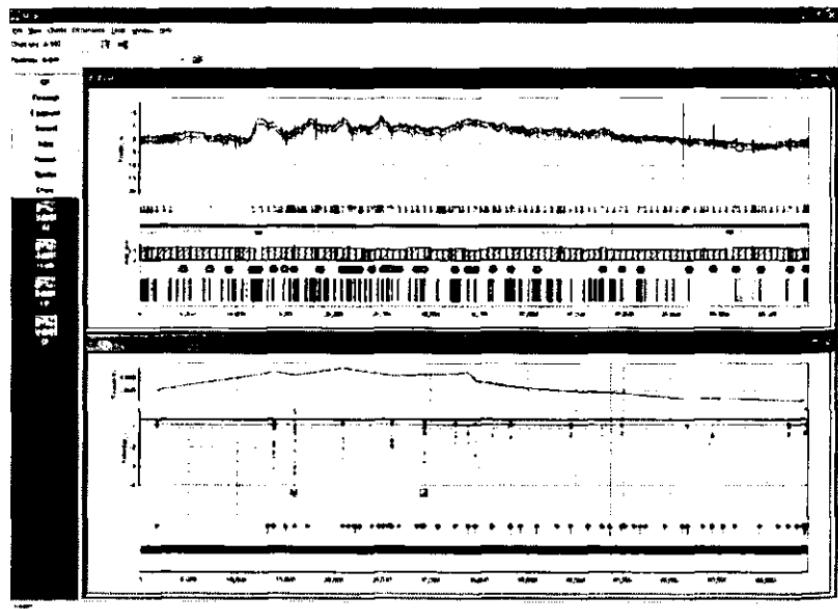


Рис. 1. Графическая интерпретация объектов трубопровода

Slider4PIMS используется для ввода, отображения, поиска, и изменения информации. Программа связывает между собой данные, полученные из различных источников, таких как геодезические съемки, данные внутритрубного снаряда и замеры потенциалов ЭХЗ. Оператор может отслеживать связи между различными фактами и цифрами, а также планировать свою деятельность (обследования, ремонт, техническое обслуживание) исходя из комплексного анализа всей информации, хранящейся в системе. Это позволяет оператору проводить интегрированный анализ имеющихся данных, обнаруживать скрытые тенденции и принимать решения в части эксплуатации трубопровода.

PipeSafe Lite (PSL) – прошедший международную сертификацию пакет программного обеспечения количественной оценки рисков и опасностей (рис. 2), основанный на подходах PipeSafe (технология расчетов рисков для газопроводов, разработанная группой международных газотранспортных компаний). При задании таких параметров, как диаметр трубопровода, толщина стенки, тип материала, рабочее давление и глубина залегания, модуль рассчитывает частоту возникновения аварии на конкретном трубопроводе.

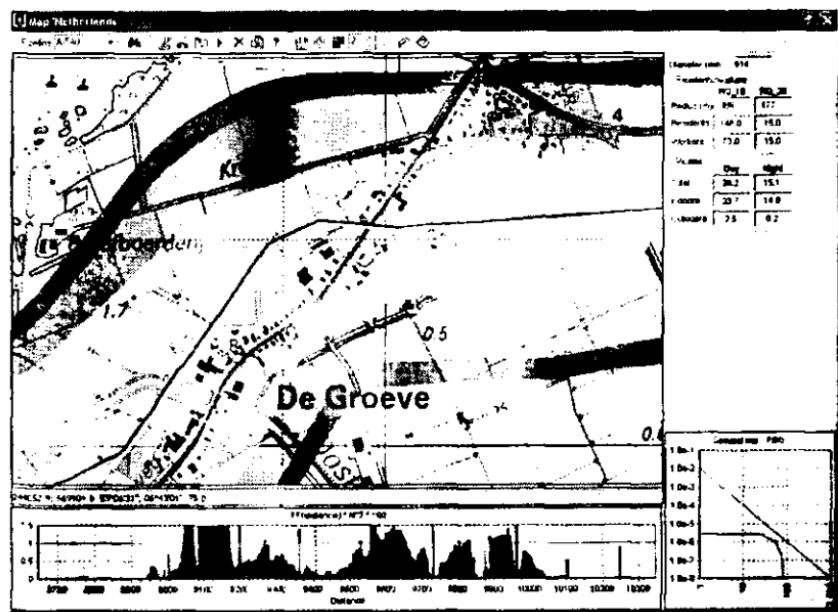


Рис. 2. Оценка частоты возникновения аварий

PSL – рассчитывает летальность и значение риска (учитывая частоту возникновения аварий), используя географическую структуру в окрестностях трубопровода и демографическую информацию (расположение и тип зданий, количество присутствующих людей).

Выход *PSL* поддерживается географическими представлениями трассы трубопровода, включая контуры риска. Подсвечиваемые места (или полные трубопроводы), где превышены предварительно заданные цифры риска, дают возможность инженеру выявить причину определенной проблемы и предложить различные решения ее преодоления.

Индивидуальный риск (IP) зависит от частотности аварий и последствий воспламенения вследствие разрыва трубопровода.

Последствия для населения рассчитываются в соответствие с CPR 16E (Методика определения возможного ущерба, 1992) и CPR 18E (Руководство по количественной оценке риска 1999).

Частотность аварий зависит от диаметра, толщины стенки трубы, типа стали, ударной вязкости по Шарпи (на образцах с V-образным надрезом), внутреннего давления, защитных мероприятий и глубины залегания.

Контуры ИР 10^{-6} (требование законодательства) строятся вдоль трассы трубопровода (внутри этих контуров можно видеть здания).

Социальный риск (CP) определяется как частотность F из N или более смертельных исходов на км в год. Рассчитывается в соответствие с CPR 16E (Методика определения возможного ущерба, 1992) и CPR 18E (Руководство по количественной оценке риска, 1999).

CM-Expert дает возможность оператору проводить оценку коррозионной обстановки вдоль трассы трубопровода с учетом влияния агрессивной среди или отрицательных антропогенных факторов, вскрывать опасные тенденции при определении уровня защищенности трубопроводов и анализировать эффективность существующей системы катодной защиты с использованием режима моделирования ее параметров (рис. 3).

InPipe – модуль, предназначенный для анализа любых видов дефектов трубопровода и других особенностей на основании данных, представляемых внутритрубными снарядами различных фирм. Во-первых, решается задача привязки дефектов, что обеспечивает точное позиционирование данных внутритрубного снаряда на трехмерной модели трубопровода. Динамическое растягивание/сжатие данных внутритрубного снаряда обеспечивает достаточно реальное соответствие положения всех особенностей на существующем трубопроводе.

Реализация оптического скопирования такими способами наряду с информационно-технологическими преимуществами отличается существенными информационно-физическими ограничениями.

Для видеоскопической техники с ее пространственными возможностями визуального контроля и дистанцирования изображений на большие расстояния особую проблему составляет синхронное продвижение видеоприемника и излучателя внутри протяженных и изогнутых полостей. При этом дистанционная ориентация приемника изображений должна обеспечивать оперативность управления как процессами ориентации в ограниченном пространстве, так и спектрально-энергетическими параметрами излучателя и всей системы видеоскопирования, в том числе контроль за манипуляциями изображениями, артикуляцией, операциями, обновлением программ и т. д.

В современных видеоскопах с ручным управлением и видеокроулерах с автономными приводами применяются различные приспособления для контрактного перемещения приемника изображения и излучателя относительно контролируемой поверхности (рис. 2).

Для панорамной ориентации приемника изображения и осветителя используются разнообразные центрующие устройства с набором сменных насадок (рис. 2, а). В отдельных конструкциях видеокроулеров подвижное шасси с приводными роликами дополняется устройством ориентирования приемника и излучателя. С помощью такого устройства приемник с излучателем могут синхронно осуществлять возвратно-поступательное перемещение с некоторым поворотом для бокового осмотра.

Для контроля протяженных изделий с изменяющимися профилями приемник и излучатель базируются на самодвижущейся тележке с приводными роликами и шарнирно подпружиненными полозьями с упорными роликами (рис. 2, б).

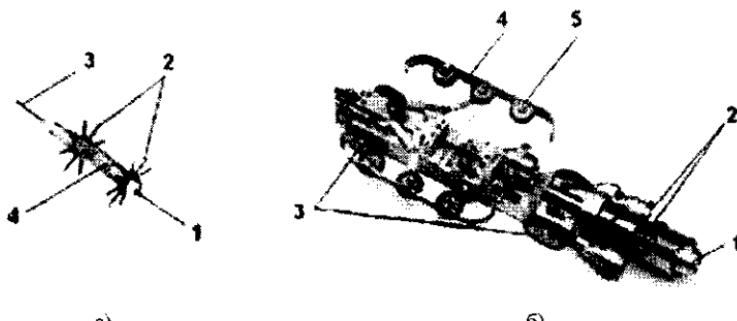


Рис. 2. Конструктивные схемы механизмов видеокроулеров

Разрабатываемые и производимые Белорусско-Российским университетом совместно с УП «Белгазпромдиагностика» системы визуального контроля адаптированы к специфике объектов трубопроводного транспорта.

Основополагающий принцип «три в одном» обеспечивает некоторую многофункциональность применительно к скопированию внутренних поверхностей протяженных изделий, пространств, вертикальных шахт и колодцев, досмотра транспортных средств, тары и внутренних полостей с целью быстрого поиска скрытого содержимого для ряда специальных целей.

Блочно-модульное исполнение устройств единой системы оптического скопирования позволяет реализовывать различные комбинации видеоскопов применительно к задачам потребителя (рис. 3).

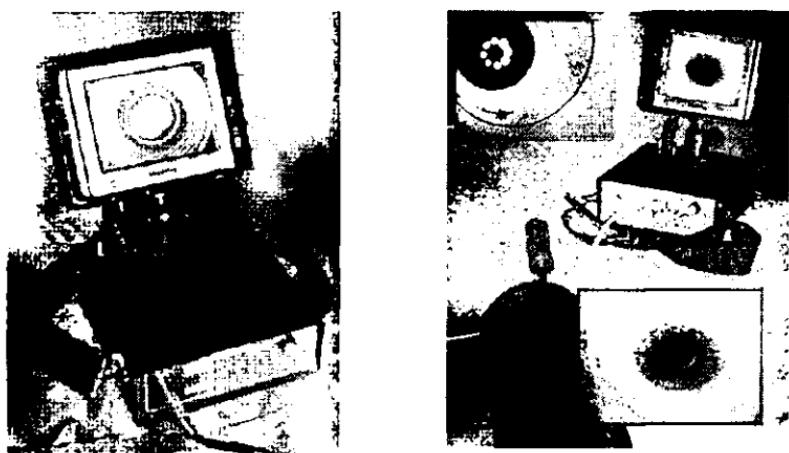


Рис. 3. Общий вид устройств отображения многоцелевых видеоскопов

Три типа видеомодулей оснащены гибким кабелем, полужестким кабелем или телескопической штангой, что позволяет видеоскопировать поверхности различных по габаритам и конструктивному исполнению изделий.

Наряду со специфическими системами скопирования объектов трубопроводов, средства визуального осмотра и наблюдения находят применение для оперативного контроля теплообменников и отопительных систем, парогенераторов и турбин, танкеров и судов, объектов различных видов транспорта, холодильников и рефрижераторных систем сборных пунктов промышленных сетей трубопроводов. Особую эффективность обеспечивают техника и технологии скопирования в авиационной и космической промышленности, энергетике, перерабатывающей промышленности: пере-

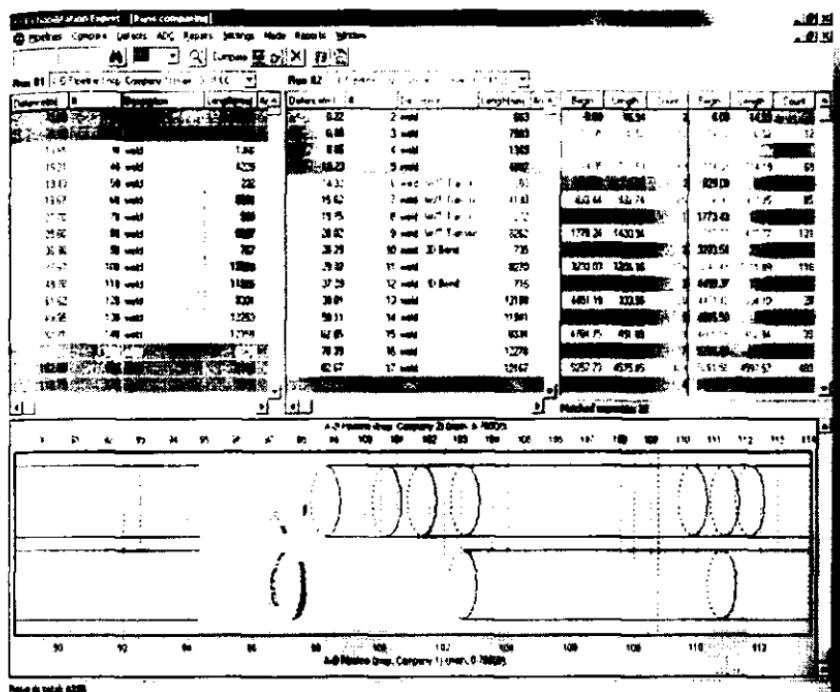


Рис. 5. Сравнение пропусков

Любой специалист, занимающийся анализом данных внутритрубной инспекции, имеет представление о том, сколько усилий требует работа по сравнению двух наборов дефектов, число которых может достигать нескольких тысяч.

Поскольку скорость роста коррозии является ключевым фактором для определения временного интервала между проведением инспекций, указанная функциональность модуля **Rehab** (которая значительно улучшает точность значений скорости роста коррозии) дает возможность оператору оптимизировать экономические аспекты своей программы инспекций, что в свою очередь позволяет сэкономить значительные денежные средства.

Выбор надлежащей программы ремонта будет соответствовать правилам, определяемым самим пользователем (рис. 6).

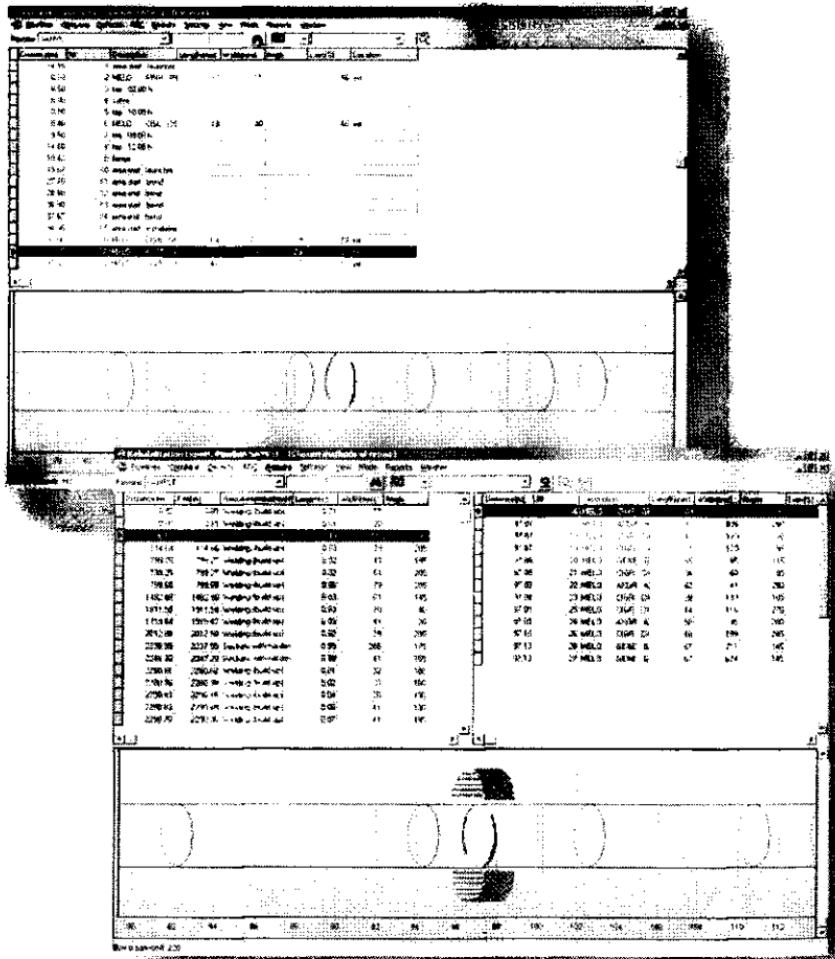


Рис. 6. Назначение вида ремонта

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. Относительный риск (*OP*) определяется в соответствие с докумен-

том «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных трубопроводах. РД. Госгортехнадзор России. Москва. 2000».

Заключение. Система PIMSlider позволит трубопроводной компании организовать единое информационное пространство, проводить комплексный анализ технического состояния, оценивать риски эксплуатации, рационально планировать ремонты. Система может быть использована и как сложный инструмент высококвалифицированных экспертов, и как специализированная информационная среда для персонала служб эксплуатации и высшего руководства.

PIMSlider реализует процедуры и подходы, описанные в группе стандартов ASME B31.8S.

В настоящее время система PIMSlider используется для оценки технического состояния всех своих газопроводов одним из крупнейших операторов газотранспортных сетей Европы – компанией Gasunie (Нидерланды), компанией SASOL GAS (Южная Африка) для всех магистральных газопроводов страны, газопроводов других, в основном европейских, операторов транспорта газа.

УДК 681. 586

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ОПТИЧЕСКОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИИ ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТРУБ

С.С. Сергеев¹, А.П. Марков¹, А.В. Иванов², В.А. Левчук²

¹ГУ ВПО «Белорусско-Российский университет», Могилев, Беларусь,

²УП «Белгазпромдиагностика», Минск, Беларусь

Рассматриваются методы и средства визуально-оптической дефектоскопии труднодоступных поверхностей объектов трубопроводного транспорта на основе техники и технологий оптической интроскопии, включая линзовые и световодные эндоскопы, бороскопы и другие аппараты скопирования. Особое внимание уделяется системам видеоскопирования, отличающимся высоким уровнем автоматизации сканирования и микропроцессорной обработки первичной информации.

В условиях значительно усложняющейся техники трубопроводного и других видов транспорта, особое значение приобретают аппаратура и технологии оперативного контроля их текущего состояния. Ресурс работы, эксплуатационная надежность и технологичность объектов контроля огра-

ничены несовершенством конструкций, неравнoprочностью материалов по отдельным участкам, дефектами изготовления и сборки, нарушениями режимов и целым рядом других факторов [1].

Модернизация и реконструкция ряда производств с поэтапным переходом на более совершенные технологии представляет особую проблему информационно-технологической адаптации к реальному оборудованию и условиям эксплуатации.

В условиях периодических испытаний при монтаже и профилактических осмотрах при эксплуатации особое внимание уделяется анализу состояния и своевременному выявлению причин, обуславливающих появление различного рода дефектов и отказов. Установить имеющиеся разнообразные и многофакторные причинно-следственные связи в процессе разработки, доводки и испытаний новой техники и технологий весьма сложно и проблематично. В то же время ряд причин появления технологических отклонений, не поддающихся прогнозированию в условиях эксплуатации, обуславливают различные критические и аварийные ситуации.

Статистические методы создают возможность корректировки конструкторско-технологической документации и режимов работы, но существенно не решают проблемы эксплуатационной надежности. Применение статистических методов связано со значительными финансово-экономическими затратами и существенно увеличивает сроки испытаний, опытной эксплуатации и диагностирования.

С усложнением техники и технологий все большее значение приобретают аппаратное и методическое обеспечение контролеспособности транспортных объектов, в том числе и трубопроводных. В полевых условиях эксплуатации функциональная значимость аппаратного обеспечения существенно возрастает, так как текущие расходы на обнаружение и ликвидацию последствий эксплуатационных дефектов и отказов составляют внушительные размеры. К этому добавляются и проблемы экологической безопасности.

В совершенствовании аппаратных средств и решении задач обеспечения контролеспособности объектов трубопроводного транспорта объединяется весь комплекс физических воздействий и информационных взаимосвязей с учетом характерной пространственно-временной специфики таких объектов.

В информационно-метрологическом обеспечении контролеспособности особое значение имеет выбор методов, средств и технологий для мобильного оперативного контроля, макетных проверок, лабораторных и промышленных испытаний, апробации и сертификации.

Несовершенство приборного и метрологического обеспечения, конструктивные и эксплуатационные особенности объектов трубопроводного

транспорта ограничивают возможности оперативного применения техники и технологий неразрушающего контроля. Неразрушающий контроль решает информационно-дефектоскопические задачи методами визуализации изображений внутренних поверхностей. Но в любом случае весь алгоритм визуализации строится на физико-оптическом представлении визуального отображения реального состояния исследуемой зоны, адаптированного к оператору, требованиям и условиям эксплуатации.

Характерное для трубопроводного транспорта многообразие объектов дополняется повышенными требованиями к надежности и достоверности при разнообразии размеров и форм сопрягаемых внутренних поверхностей. Ими обусловливаются и соответствующие технологии, и средства аппаратно-технологического обеспечения дефектоскопии и диагностики. При этом могут статистически прогнозироваться виды и пространственное расположение отдельных дефектов с учетом их характера и причин возникновения (коррозия, пластические деформации, нарушения сплошности, экстремальный выход из допусков и т.д.).

В конструкции и материалах отражаются физико-технические особенности и физическая сущность происходящих в трубопроводных объектах явлений и процессов. Визуальное выявление таких зарождающихся отключений предполагает операционное скопирование наблюдаемых участков труднодоступных поверхностей. То есть путем скопирования получается как бы фотографическое отображение реального состояния воспринимаемого среза в контролируемых пространственно-временных координатах.

Различные методы и средства визуального представления пространственно-временного распределения информационно-физических параметров контролируемой поверхности используют более эффективные излучения и их источники [2 – 4]. Однако более комфортными, биологически и эргономически адаптированными к зрительному восприятию являются оптические. Оптико-электронная интроскопия труднодоступных и невидимых невооруженным глазом внутренних поверхностей позволяет расширить диапазон практического применения дефектоскопии в технике и технологиях трубопроводного транспорта.

Структура оптической интроскопии определяется характером информационных процессов в технологическом контроле и дефектоскопии обследуемых объектов. При наблюдении оператором с помощью технических средств непосредственно воспринимается изображение рассматриваемого участка. Но при контроле и измерениях уже на первичном уровне выполняются простейшие информационно-преобразовательные операции.

Если наблюдение за объектом предполагает осмотр оператором заданного пространства и скопирование его поверхности, то при выполнении

контрольно-измерительных операций оптическое отображение скопированной зоны сопоставляется с эталоном (образцом) или с мерой физической величины. В большинстве современных технологий производится визуальный обзор с выявлением некоторых аномальных ситуаций, не предусмотренных нормативными требованиями (нарушения сплошности, обрывы тяг и проушин и т.д.).

Информационно-преобразовательные операции при контроле позволяют обработать сканируемое изображение и путем простейших сравнений отклонений (размеров, форм, рельефа, цвета) по концептуальной модели дефектоскопировать воспринятое отображение поверхности. С помощью несложных оптических средств при контроле сканируемое изображение приближается к оператору, чтобы он был в состоянии его воспринять и дать качественную оценку состояния и свойств обследуемого участка. В отличие от контроля при измерениях, в сканируемое изображение вносится изображение меры, что позволяет количественно оценить характер воспринимаемого отклонения в абсолютном или относительном выражении.

Всякое сканирование контролируемых объектов связано с выполнением операционно-поисковых и информационно-физических действий.

При выполнении контрольно-измерительных операций в некотором пространственно-временном распределении выявляются специфические зоны, участки, диапазоны с наличием определенных или неопределенных технологических отклонений, и за счет «копирования» их изображений имеется возможность дальнейшей локализации, дистанцирования и отображения этой «копии» в формализованном виде, приближенном к получателю (потребителю).

Особую сложность в сканировании изображений (отображений) материальных объектов представляют труднодоступные поверхности сложно-профильных полостей (каналов), крупногабаритные и линномерные изделия с изгибами и ответвлениями, которые создают дополнительные трудности в решении задач сканирования. Но в любом случае система сканирования должна быть адаптирована к реальным условиям и реальным объектам, чтобы эффективно выявлять и достоверно оценивать зарождающиеся отклонения в их нормированных пространственно-временных координатах и свойствах.

Возможности современных методов и средств оптической интроскопии ограничены структурой каналов по преобразованию и передаче оптических излучений. Жесткость линзовых смотровых приборов и гибкость волоконно-оптических эндоскопов определяют их технологические возможности в дефектоскопии объектов трубопроводного транспорта. Если

линзовые смотровые трубы обеспечивают хорошее разрешение на расстояниях до 10 метров, то технологии световодов при своей гибкости конструкции ограничивают длину (1...5 м) и разрешающую способность средств оптического скопирования (50...2,0 лин/мм). Однако сверхтонкими световодными аппаратами можно осмотреть поверхности с малыми размерами отверстий и криволинейными каналами прохода приемной части к требуемым зонам.

Промышленные фиброскопы с дистанционным управлением продвижения приемника изображения позволяют проникать по весьма сложным извилистым траекториям и даже до таких участков, которые были бы недоступны без частичной или полной разборки контролируемого объекта.

Современная техника и технологии оптического интроскопирования располагают большим арсеналом промышленных устройств, отличающихся функциональным назначением, массогабаритными параметрами, уровнем автоматизации и стоимостью (рис. 1).

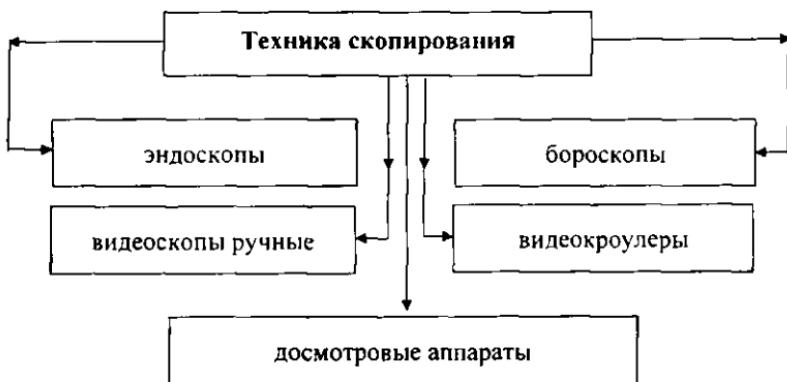


Рис. 1. Типы промышленных устройств оптического интроскопирования

Боросяксы (фокусирующие) и миниборосяксы характеризуются встроенными фокусирующими устройствами, позволяющими получать резкое изображение от крупного плана до бесконечности.

Многообразие типов и конструкций промышленных устройств обеспечивает многофункциональный выбор средства применительно к задачам осмотра и анализа через технологические каналы ограниченных сечений (лючки размером менее 1,7 мм).

Автономные блоки питания повышают мобильность эндо-, боро-, и фиброскопов, а наличие всевозможных принадлежностей (фото- и кино-

техника) позволяет документировать изображения контролируемых поверхностей.

Разновидностью средств оптического скопирования являются электронно-оптические приборы. В структуре электронно-оптических эндоскопов предусматривается персональный компьютер, воспринимающий отображение наблюданного места через тонкий зонд. С гибкого зонда цветное изображение дистанцируется на миниатюрную цифровую ПЗС-камеру с автоматическим фокусированием. Встроенная в гибкий зонд ПЗС-камера воспринимает отображение недоступных для невооруженного глаза мест в реальном времени. Световодная подсветка с регулируемой яркостью создает эффективную освещенность без искажений в цветопередаче. Проложенный внутри зонда кабель обеспечивает питание камеры, подсветку наблюдаемого места и передачу изображения через интерфейс на компьютер. За счет адаптера-насадки изменяется угол обзора от прямого до 135 град. Таким путем обеспечивается визуальный контроль, например, клапанов механизма газораспределения четырехтактного двигателя и верхней части камеры сгорания.

Для вывода и обработки изображений имеется программное обеспечение, совместимое с операционной системой Windows. В режимах управления предусматривается также и ручное управление изображениями: ручная регулировка яркости (усиление) и время экспозиции. Манипуляции изображением обеспечивают выполнение операции стоп-кадр одной кнопкой с полным или разделенным экранами. В некоторых системах предусматривается контроль артикуляции во всех направлениях: управление/остановка, «Home», плавно или грубо. Управление источником излучения, обновление программы, в том числе и в полевых условиях, а также дистанционное управление скопированием улучшает эргономики и культуру обслуживания таких средств [5, 6].

В настоящее время бурно развиваются методы и средства оптической видеоскопии. Их дистанционные и телеметрические возможности значительно превосходят характеристики технической эндоскопии. Существующие способы видеоскопирования основаны на пространственно-временной взаимосвязи операций воздействия излучения на материальную поверхность, формирование и локализацию изображения наблюдаемой зоны, каналирование и передачу на расстояние, отображение и программно-алгоритмическую обработку в реальных или фиксируемых пространственных координатах. Такие способы оптического скопирования предполагают непрерывное пространственное сканирование материальной поверхности с масштабированием и микропроцессорной обработкой.

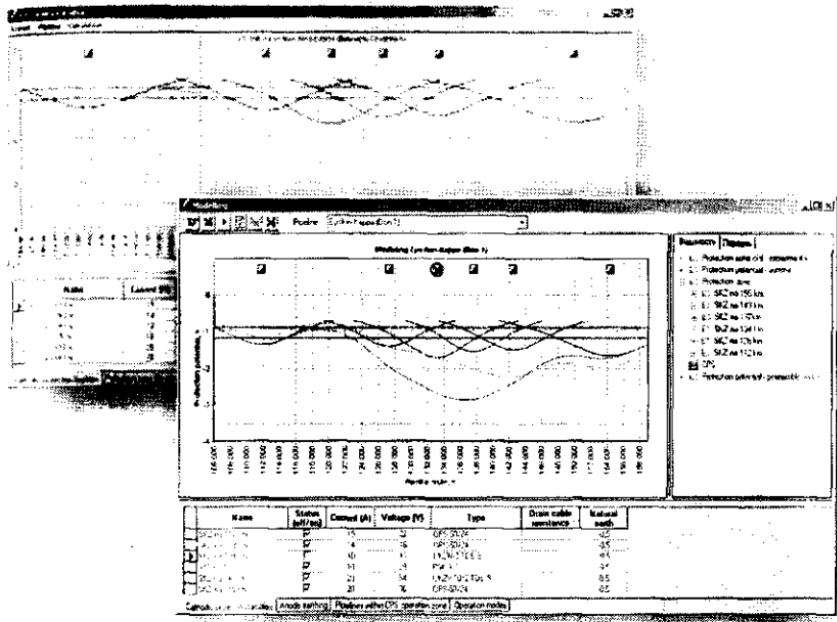


Рис. 3. Моделирование режимов работы системы катодной защиты

Оценка дефектов в *InPipe* (которые были обнаружены внутритрубным снарядом) основана на научных концепциях механики разрушения.

InPipe поддерживает расчет остаточной прочности трубопровода (рис. 4), определяемого различными стандартами: ANSI/ASME B31G-1991 и стандарт Gasunie.

Вышеуказанные функциональность по интерпретации двоичных данных позволяет проводить автоматический расчет остаточной прочности, используя менее консервативный метод, который по своей сути приближается к расчетам Rstreq. Это позволит получить экономию средств путем разработки программ отложенных ремонтов наряду с поддержанием требуемого уровня безопасности трубопровода.

Модуль *InPipe* является уникальным средством, дающим возможность оператору иметь оперативный доступ к данным, удобно их просматривать, определять проблемные области и переключаться на крупный план про-смотра выбранных дефектов.

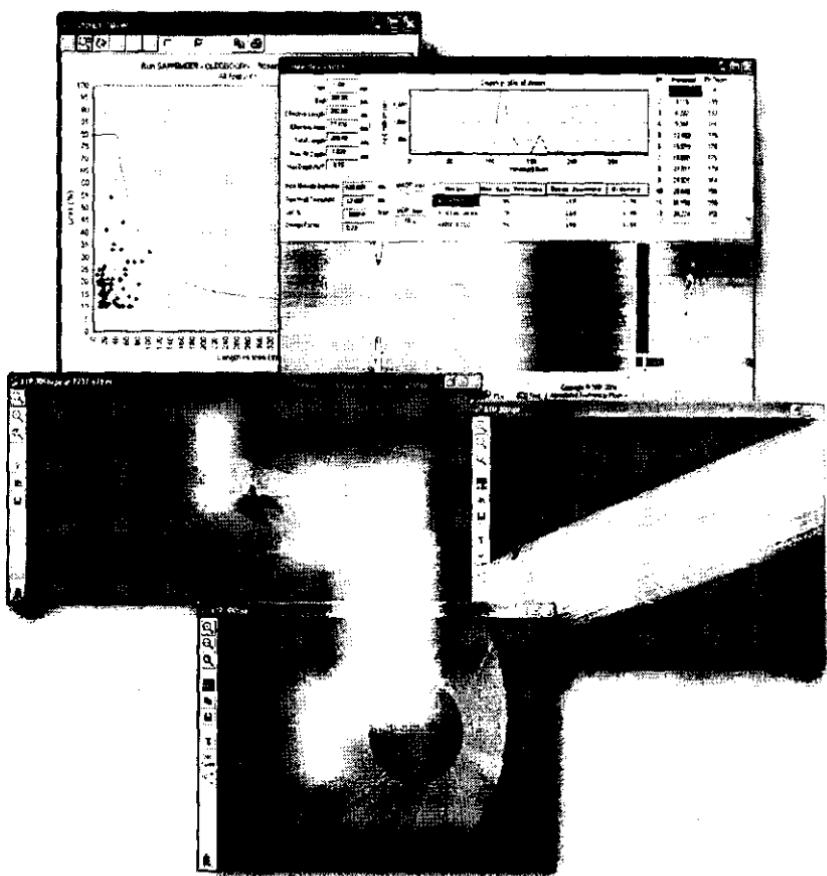


Рис. 4. Остаточная прочность трубопровода

Rehabilitation Expert обеспечивает формирование стратегии ремонтов по данным внутритрубных обследований на основании линейной модели роста коррозии и используемых у Заказчика стандартов механики разрушений.

Наиболее востребованной функцией программы Rehab является возможность сравнения пропусков, последовательно проведенных на одном участке (рис. 5).

гонка, offshore, химическая, нефте- и газотранспортировка, судоходство, таможенных и других органах [5, 6].

Достоверность и производительность визуального эндо- и видеоскопирования в большей мере зависит от того, насколько адаптированы эти средства и технологии непосредственно к условиям эксплуатации объектов трубопроводного транспорта. Как сечения, форма (рельеф) поверхности, так и ее состояние влияют на отражательную способность и проявляемость нарушений сплошности и, в конечном итоге, снижают выявляемость потенциальных дефектов оптико-электронной системой визуализации.

Методами сканирования и стробирования расширяются функциональные возможности и улучшаются тактико-технические характеристики эндо- и видеоскопов, что особенно значимо при использовании современной элементной базы оптико-электронной и микропроцессорной техники.

Комплексное (системное) объединение преимуществ с учетом ограничений современных средств и технологий позволяет эффективно решать задачи технологического контроля внутренних поверхностей на основе комбинированных, адаптивных к условиям и параметрам объектов транспортного хозяйства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Техника и технологии оптической визуализации внутренних поверхностей труб / С.С. Сергеев [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: Материалы 6-й междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк: УО «ПГУ», 2007. – С. 186 – 188.
2. Сергеев, С.С. Волоконно-оптические системы технологического контроля динамических объектов: моногр. / С.С. Сергеев, А.П. Марков, В.В. Коннов. – Могилев: Белорус.-Рос. ун-т, 2007. – 193 с.
3. Соснин Ф.Р. Неразрушающий контроль: справочник: в 7 т. / под общ. ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 2003. – Т. I: Визуальный и измерительный контроль. – 560 с.
4. Неразрушающий контроль: в 5 кн. / Б.Н. Епифанцев [и др.]; под ред. В.В. Сухорукова. – М.: Высш. шк., 1992. – Кн. 4: Контроль излучениями: практ. пособие. – 321 с.
5. Плетнев, С.В. Волоконно-оптические методы и средства дефектоскопии: справ. пособие / С.В. Плетнев, А.И. Потапов, А.П. Марков. – СПб.: ЛИТА, 2001. – 312 с.
6. Бычков, О.Д. Контроль внутренних поверхностей / О.Д. Бычков. – М.: Энергия, 1975. – 120 с.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ
БЕЗЭЛЕКТРОННОЙ МАГНИТНОЙ ИНДИКАЦИИ
ТОЛЩИНЫ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ**

С.Г. Сандомирский, С.А. Ревяко

*Объединенный институт машиностроения НАН Беларусь,
Минск, Беларусь*

Разработаны методические основы безэлектронной магнитной индикации толщины немагнитного покрытия на ферромагнитном основании. Показано, что диапазон измеряемых толщин составляет половину длины используемых стержневых постоянных магнитов, а чувствительность – 4...10 угловых градусов на миллиметр. Создан портативный автономный магнитный толщиномер защитного покрытия трубопроводов, позволяющий проводить измерения в жестких климатических условиях и под водой.

Введение. Продолжительность надежной эксплуатации магистральных трубопроводов во многом определяется толщиной защитного немагнитного покрытия, нанесенного на ферромагнитное основание трубы. Нарушения целостности трубопровода возможны вследствие недостаточной толщины нанесенного защитного покрытия, его повреждения или отслоения при прокладке, эксплуатации или ремонте.

При 100 %-ной влажности (под водой), при пониженных или повышенных температурах целесообразно отказаться от использования средств измерения и индикации толщины покрытия, подверженных влиянию окружающей среды – датчиков Холла и феррозондов, предполагающих применение электронных средств получения и обработки сигналов. Средством измерения в этих условиях может быть магнитная стрелка, а индицируемым параметром – угол ее поворота в суперпозиции магнитного поля, связанного с расстоянием до поверхности трубы, и поля, созданного в точке наблюдения дополнительным источником.

Постановка задачи. Цель работы – разработка научных основ безэлектронной магнитной индикации толщины немагнитного покрытия трубы.

ферромагнитном основании и принципов создания портативных автономных магнитных толщиномеров защитного покрытия трубопроводов.

Методические основы использования угловых измерений в магнитном неразрушающем контроле разработаны в [1]. Получены аналитические выражения для напряженности и направления суперпозиции поля контролируемого объекта и поля дополнительного источника:

$$c = \sqrt{a^2 + 1 + 2a \cos \theta}, \quad (1)$$

$$\varphi = \arccos \frac{1 + a \cos \theta}{c}, \quad (2)$$

где $a = A/B$; $c = C/B$ (A, B, C – модули соответственно векторов \vec{A} , \vec{B} , \vec{C}); векторы \vec{A} и \vec{B} – составляющие магнитного поля контролируемого объекта и поля дополнительного источника в точке наблюдения; \vec{C} – вектор суммарного магнитного поля от суперпозиции векторов \vec{A} и \vec{B} ; θ – угол между векторами \vec{B} и \vec{A} ; φ – угол между векторами \vec{B} и \vec{C} .

В [1] проанализирована также для чувствительность изменения направления φ результирующего поля к изменению модуля измеряемого поля при воздействии поля помехи произвольной напряженности и ориентации.

Установлено, что оптимальное соотношение чувствительности, диапазона измерения и помехозащищенности метода достигается при выборе угла θ в диапазоне $120^\circ \leq \theta \leq 150^\circ$.

Область максимальной чувствительности и практической линейности шкалы измерения при этом соответствует изменению модуля измеряемого поля в диапазоне от 0,5 до 1,5 модуля поля дополнительного источника в точке наблюдения.

Разрешающая способность шкалы измерения в области максимальной чувствительности составляет при этом примерно 1 % модуля измеряемого поля на угловой градус.

Анализ поля двухэлементной магнитной системы над ферромагнитным полупространством. Рассмотрим систему (рис. 1) из двух намагниченных ферромагнитных цилиндров [2], расположенных на расстоянии Z от ферромагнитного полупространства.

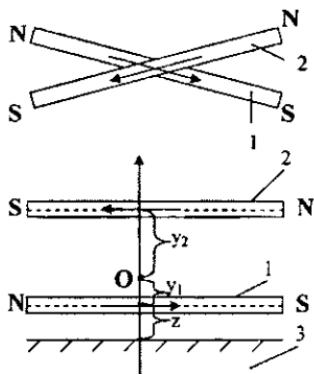


Рис. 1. Схема расположения (горизонтальная и фронтальная проекции) намагниченных цилиндров 1 и 2 относительно ферромагнитного полупространства 3:
O – точка наблюдения; S, N – магнитные полюса цилиндров

Для унификации используемых аналитических выражений, не нарушая общности рассмотрения с точки зрения результатов анализа, для зависимости остаточной намагниченности M_d цилиндра длиной L и радиусом R , находящегося в остаточно намагниченном состоянии после намагничивания до насыщения от магнитных свойств (намагниченности насыщения M_s , остаточной намагниченности M_r и коэрцитивной силы H_c) его материала и коэффициента размагничивания N , воспользуемся полученной в [3] и экспериментально обоснованной в [4] формулой:

$$M_d = \frac{M_s(H_c + NM_r)}{2NM_r} \left[1 - \sqrt{1 - \frac{4M_r^2 NH_c}{(M_s(H_c + NM_r))^2}} \right]. \quad (3)$$

Центральный коэффициент размагничивания N находящегося в остаточно намагниченном состоянии цилиндра из материала с магнитной проницаемостью $\mu \gg 1$ при $\lambda = L/2R > 1$ может быть вычислен по аппроксимирующей формуле К. Вармутта [5]:

$$N = \frac{1}{\lambda^2 - 1} \left[\frac{\lambda}{\sqrt{\lambda^2 - 1}} \ln(\lambda + \sqrt{\lambda^2 - 1}) - 1 \right] \frac{1 + 2,35 \ln(1 + 0,137\lambda)}{1 + 2,28 \ln(1 + 0,284\lambda)}. \quad (4)$$

Остаточный магнитный поток Φ_0 в центральном сечении цилиндра равен [4]

$$\Phi_0 = \mu_0 \pi R^2 J_s (1 - N), \quad (5)$$

а тангенциальная составляющая поля в окружающем цилиндр пространстве [6]:

$$H_t(\bar{x}, \bar{y}) = \frac{\Phi_0}{\pi \mu_0 L^2} \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^{n+1} \left[\frac{(1-c)k_1 A}{B} + ck_2 \left\{ \ln(A+B) + \frac{(-1)^{n+1}}{B} \right\} \right], \quad (6)$$

где

$$\bar{y} = \frac{2y}{L}; \quad \bar{x} = \frac{2x}{L};$$

$$A = \bar{x} + (-1)^n; \quad B = \sqrt{A^2 + \bar{y}^2};$$

$$k_1 = \sqrt{d^2 + 1}; \quad d = \frac{2R}{L}; \quad k_2 = 2 \left[k_1 - d^2 \cdot \ln \{ (1+k_1)d^{-1} \} \right]^{-1};$$

c – параметр ($0 \leq c \leq 1$), характеризующий распределение остаточного магнитного потока вдоль цилиндра.

Пусть намагниченные цилиндры расположены (см. рис. 1) в параллельных плоскостях под углом θ друг к другу на оси, проходящей через центры цилиндров перпендикулярно их образующим.

Пусть y_1, y_2 – расстояния между точкой наблюдения O , расположенной на оси, соединяющей центры цилиндров, и, соответственно, центром источника дополнительного поля и центром контролируемого объекта.

Как установлено в [1], оптимальное соотношение чувствительности, диапазона измерения и помехозащищенности метода достигается при значениях угла θ между векторами измеряемого магнитного поля и поля дополнительного источника в диапазоне $120^\circ \leq \theta \leq 150^\circ$.

Дальнейшее рассмотрение проведем для $\theta = 150^\circ$.

С учетом этого для ориентации φ суммарного поля относительно направления поля дополнительного источника получим из (1) и (2):

$$\varphi = \arccos \frac{1 - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) a}{\sqrt{a^2 + 1 - \sqrt{3}a}}. \quad (7)$$

Поле каждого из цилиндров в точке наблюдения в зависимости от расстояния Z будет ослабляться в различной степени. Это приведет к зависимости угла поворота помещенной в точку наблюдения магнитной стрелки от расстояния системы цилиндров до полупространства. Эта зависимость может быть проанализирована с использованием (3)...(7) и метода зеркальных отображений [7].

Поле магнитных зарядов индуцированных намагниченным цилиндром на поверхности полупространства, можно представить как поле стержневого постоянного магнита, расположенного по другую сторону границы раздела на расстоянии $2Z$ от исходного магнита.

Поле магнитного изображения H_i постоянного магнита в системе координат, связанной с центром симметрии исходного стержневого постоянного магнита, рассчитывается по формуле [7]:

$$H_i = \frac{\mu - 1}{\mu + 1} \cdot H(x, y + 2z). \quad (8)$$

Результирующее поле $H_{\Sigma i}$ магнита вблизи ферромагнитного полупространства в точке (x, y) является суперпозицией полей исходного и «изображенного» магнитов:

$$H_{\Sigma i} = H(x, y) - \frac{\mu - 1}{\mu + 1} H(x, y + 2z). \quad (9)$$

На рисунке 2 приведена зависимость ориентации ϕ тангенциальной составляющей суммарного поля магнитной системы (см. рис. 1) от расстояния Z до ферромагнитного ($\mu \gg 1$) полупространства для трех различных длин L цилиндров с $R = 2$ мм из феррита стронция ($M_d \approx 310$ кА/м).

Графики построены без учета влияния отражения второго постоянного магнита и влияния полупространства на намагченность первого (см. рис. 1) постоянного магнита.

Полученные результаты показывают:

- диапазон измеряемых расстояний от полупространства до нижнего цилиндра составляет примерно 1/2 длины используемых магнитов;
- чувствительность к изменению Z составляет при этом 4...10 угловых градусов на миллиметр.

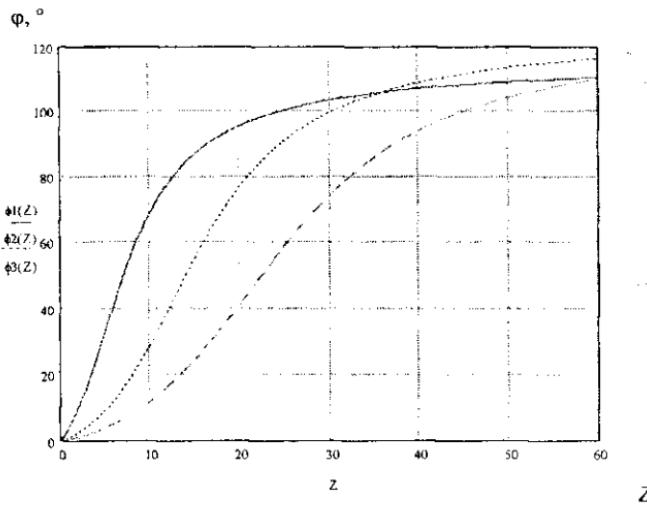


Рис. 2. Зависимость ориентации Φ суммарного поля системы двух одинаковых цилиндров (по рис. 1) от расстояния Z до ферромагнитного полупространства

Примечание. Расчет по (3)...(7) при $c = 0$ для $y_2 = (L - 5)$ мм, $y_1 = 5$ мм для $L = 20$ мм (сплошная линия $\varphi 1$), 50 мм (точки $\varphi 2$) и 80 мм (пунктир $\varphi 3$).

Разработка безэлектронного магнитного толщиномера. На основании проведенного анализа изменения поля двухэлементной магнитной системы вблизи ферромагнитного полупространства предложен [8] принцип построения Безэлектронного магнитного толщиномера для магнитной индикации расстояния до ферромагнитной поверхности (рис. 3).

Для решения задачи повышения автономности устройства и расширения диапазона контролируемых толщин покрытий в сторону больших толщин в приборе магниты длиной L расположены в параллельных плоскостях на расстоянии h ($0,25L \leq h \leq L$) друг от друга. Магнитная стрелка закреплена на оси в пространстве между магнитами на расстоянии l ($0,1h \leq l \leq 0,5h$) от магнита, ближайшего к покрытию, а угол θ между направлениями намагниченности магнитов установлен 150° . Между магнитной стрелкой и контролируемым покрытием расположена шкала, проградуированная в единицах толщины покрытия и снабженная нониусом, имеющим возможность вращения вокруг оси.

В исходном состоянии вдали от ферромагнитного основания магнитная стрелка находится под действием суперпозиции магнитных полей, соз-

даваемых магнитами 1 и 2, и ориентируется в направлении, близком к направлению намагниченности магнита 1. Эта ориентация стрелки на шкале соответствует бесконечно большой толщине покрытия.

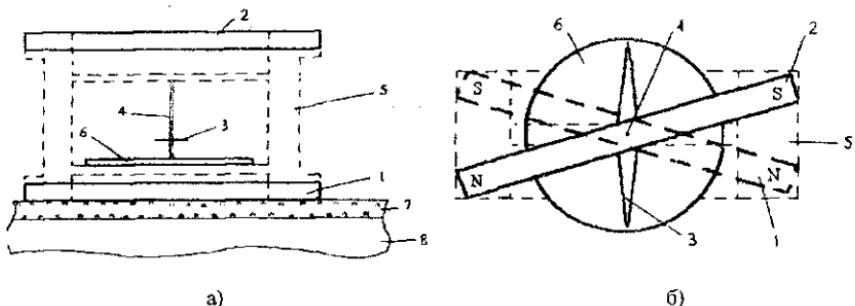


Рис. 3. Функциональная схема безэлектронного магнитного толщинометра в соответствии с [8] во фронтальной (а) и горизонтальной (б) проекциях:
1, 2 – стержневые постоянные магниты; 3 – магнитная стрелка, 4 – ось;
5 – немагнитный каркас; 6 – шкала для отсчета контролируемой толщины;
7 – немагнитное покрытие; 8 – ферромагнитное основание

Примечание. Буквами N и S обозначены торцы постоянных магнитов, соответствующие их северному и южному полюсам соответственно.

При установке прибора на свободную от покрытия поверхность ферромагнитного основания магнитное поле первого магнита 1 в плоскости расположения магнитной стрелки практически полностью компенсируется полем магнитных зарядов, индуцированных им на поверхности основания. В то же время магнитное поле второго магнита 2, находящегося при этом на расстоянии h ($0,25L \leq h \leq L$) от поверхности ферромагнитного основания, в плоскости расположения магнитной стрелки практически не изменяется. Поэтому стрелка при установке устройства на поверхность ферромагнитного основания ориентируется практически в направлении, близком к направлению намагниченности магнита 2. Эта ориентация магнитной стрелки на шкале соответствует нулевой толщине покрытия.

При наличии немагнитного покрытия, компенсация поля первого магнита 1 полем индуцированных магнитных зарядов в области расположения магнитной стрелки уменьшается и возрастает его вклад в результирующее поле. Тем самым изменяется направление результирующего поля, что отображается ориентацией магнитной стрелки. Таким образом, поворот стрелки зависит от расстояния между первым магнитом 1 прибора и фер-

ромагнитным основанием, т.е. от толщины покрытия. Конструктивные особенности прибора, определяющие взаимное расположение магнитов 1 и 2 и магнитной стрелки, обеспечивают близкое к линейному изменение угла поворота стрелки от расстояния Z до ферромагнитного основания в диапазоне от 0 до $Z \approx 0,1L \dots 0,3L$. Угол $\theta = 150^\circ$ между направлениями намагниченности магнитов 1 и 2 обеспечивает устойчивость магнитной стрелки при любой толщине покрытия и максимально возможную чувствительность [1] ее ориентации к контролируемой толщине покрытия.

Внешний вид созданного с использованием принципов [8] прибора «Безэлектронный магнитный толщиномер БМТ-1» представлен на рисунке 4.



Рис. 4. Внешний вид Безэлектронного магнитного толщиномера БМТ-1

Прибор не содержит механических движущихся и энергозадающих элементов (пружин, шарниров), не требует источников электропитания, может работать при любой ориентации трубы, любой температуре окружающей среды (в том числе отрицательной) и влажности (в том числе под водой). Диапазон изменения контролируемой толщины в возможных модификациях прибора – от нуля до 0,3 длины L использованных магнитов (и, например, при $L = 10$ см может существенно перекрывать верхний предел измерения известных магнитных устройств).

Выводы

В результате проведенного анализа зависимости поля двухэлементной магнитной системы от расстояния до ферромагнитного полупространства разработаны методические основы безэлектронной магнитной инди-

кации толщины немагнитного защитного покрытия на ферромагнитном основании. Разработаны принципы построения и проанализированы возможности средств безэлектронной магнитной индикации толщины защитного покрытия трубопроводов. Создан не содержащий механических движущихся и энергозадающих элементов, не требующий источников электропитания, малогабаритный прибор «Безэлектронный магнитный толщинометр БМТ-1», позволяющий проводить измерения в жестких климатических условиях и под водой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сандомирский, С.Г. Использование угловых измерений при контроле параметров материалов магнитным методом. 1. Методические основы / С.Г. Сандомирский, С.А. Ревяко // Дефектоскопия. – 2003. – № 9. – С. 60 – 70.
2. Сандомирский, С.А. Использование угловых измерений при контроле параметров материалов магнитным методом. Практические приложения и приборная реализация / С.Г. Сандомирский, С.А. Ревяко // Дефектоскопия. – 2003. – № 9. – С. 71 – 80.
3. Янус, Р.И. Магнитная дефектоскопия / Р.И. Янус. – М.-Л. Гостехиздат, 1946. – 171 с.
4. Сандомирский, С.Г. Чувствительность остаточной намагниченности ферромагнитных изделий к магнитным характеристикам их материалов и геометрическим параметрам / С.Г. Сандомирский // Дефектоскопия. – 1990. – № 12. – С. 53 – 59.
5. Бурцев, Г.А. Расчет коэффициента размагничивания цилиндрических стержней / Г.А. Бурцев // Дефектоскопия. – 1972. – № 5. – С. 20 – 30.
6. Сандомирский, С.Г. Моделирование пространственного распределения поля остаточной намагниченности продольно намагниченного стального цилиндра / С.Г. Сандомирский, М.А. Мельгуй // Дефектоскопия. – 1987. – № 6. – С. 93.
7. Зацепин, Н.Н. Неразрушающий контроль / Н.Н. Зацепин. – Минск, Наука и техника, 1979. – 192 с.
8. Устройство для контроля толщины немагнитных покрытий на ферромагнитных основаниях: пат. Респ. Беларусь № 3429 / С.Г. Сандомирский, С.А. Ревяко // Офиц. Бюллетень. – 2000. – № 2. – С. 138.

**СТРУКТУРА И ЗАДАЧИ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ
ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ
ТРАНСФОРМАТОРОВ 110...330 кВ**

Н.В. Грунтович, А.А. Кибалко, А.Л. Ляшкевич
ОАО «Белгорхимпром», Минск, Беларусь

Исследуются экспертные системы, которые за последнее десятилетие получили широкую популярность. Экспертная система диагностирования трансформаторов может решать ряд задач для комплексного определения его технического состояния.

Экспертные системы представляют собой одно из направлений в области искусственного интеллекта, которое приобрело широкую популярность за последнее десятилетие.

Ценность экспертных систем проявляется в нескольких аспектах:

- сбор, уточнение, кодирование и распространение экспертных знаний;
- решение проблем, сложность которых превышает человеческие возможности;
- решение проблем, требующих объема знаний, которого один человек не в состоянии охватить;
- решение проблем, для которых требуется экспертные знания из нескольких областей;
- сохранение наиболее уязвимой ценности коллектива – коллективных знаний и памяти.

Более 30 параметров должен контролировать эксплуатационный персонал, чтобы определить техническое состояние различных узлов, деталей и частей трансформаторов.

Только анализ масла должен проводиться по 13 критериям.

Экспертная система может содержать следующие модули:

- вибродиагностирование;
- диагностирование по частичным разрядам в масле и в изоляции;
- диагностирование вводов 110 кВ.
- обработка числовых значений электротехнических параметров, вводимых вручную;
- диагностирование по хроматографическому анализу растворенных в масле газов;
- диагностирование по термографии.

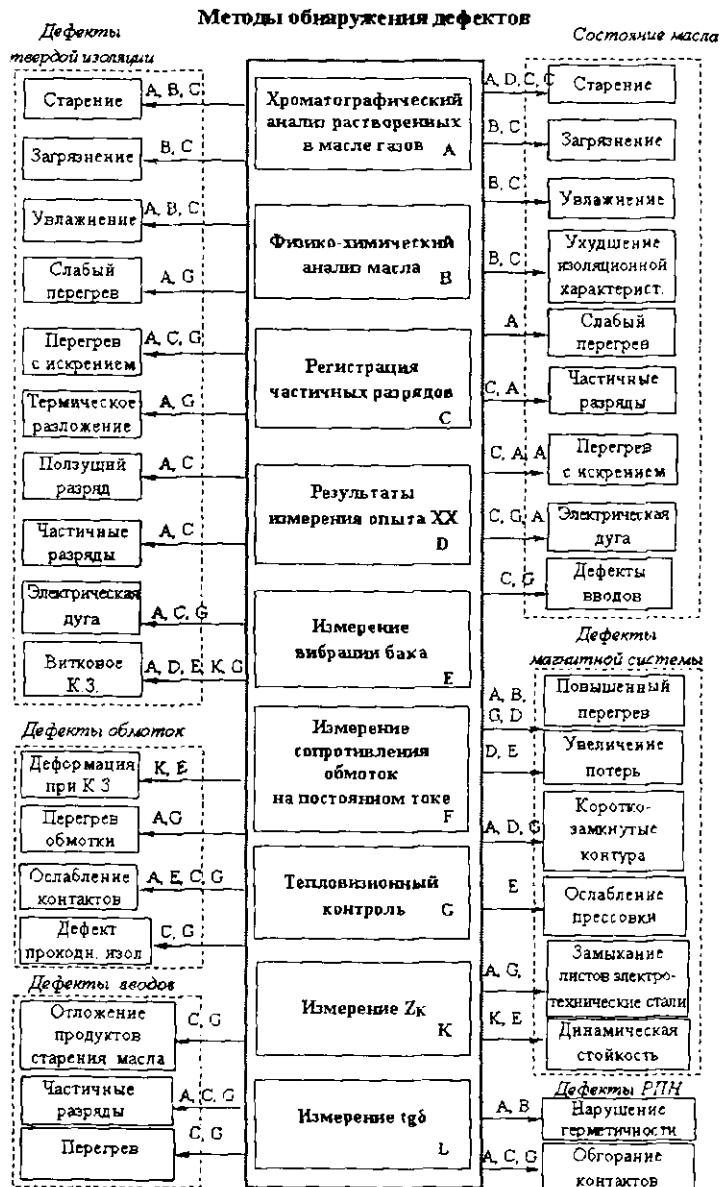


Рис. 1. Дефекты и методы обнаружения

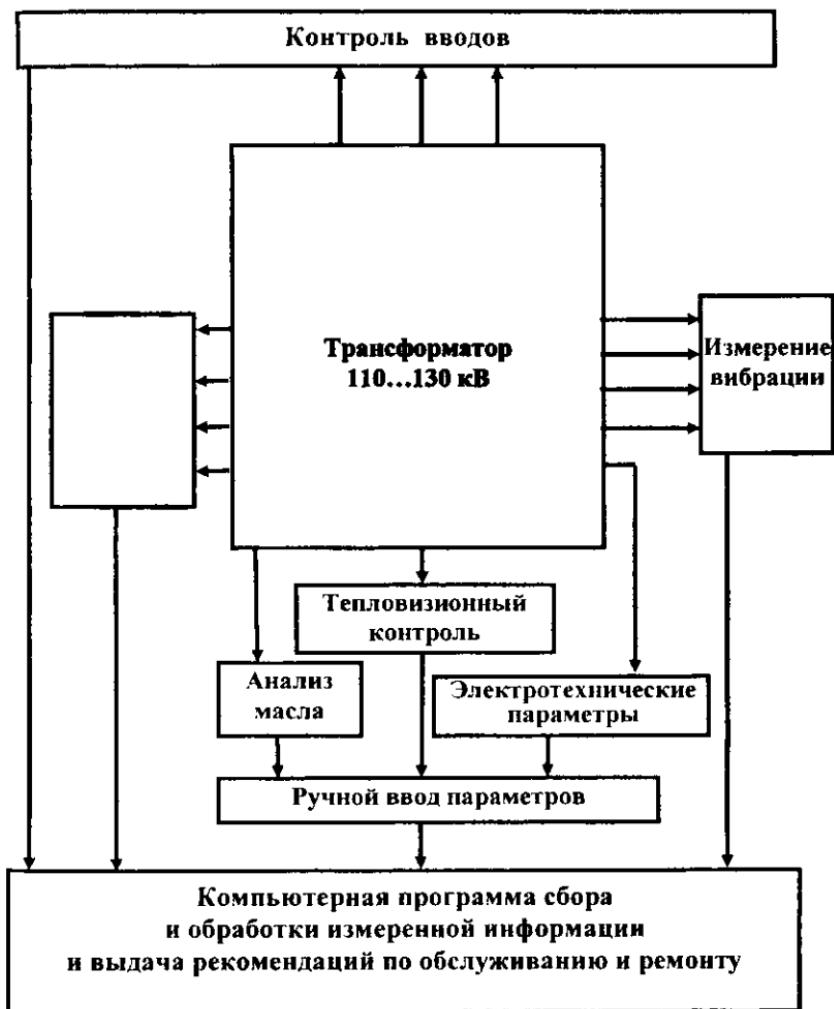


Рис. 2. Функциональная схема экспертной системы
технического диагностирования трансформаторов 110...330 кВ

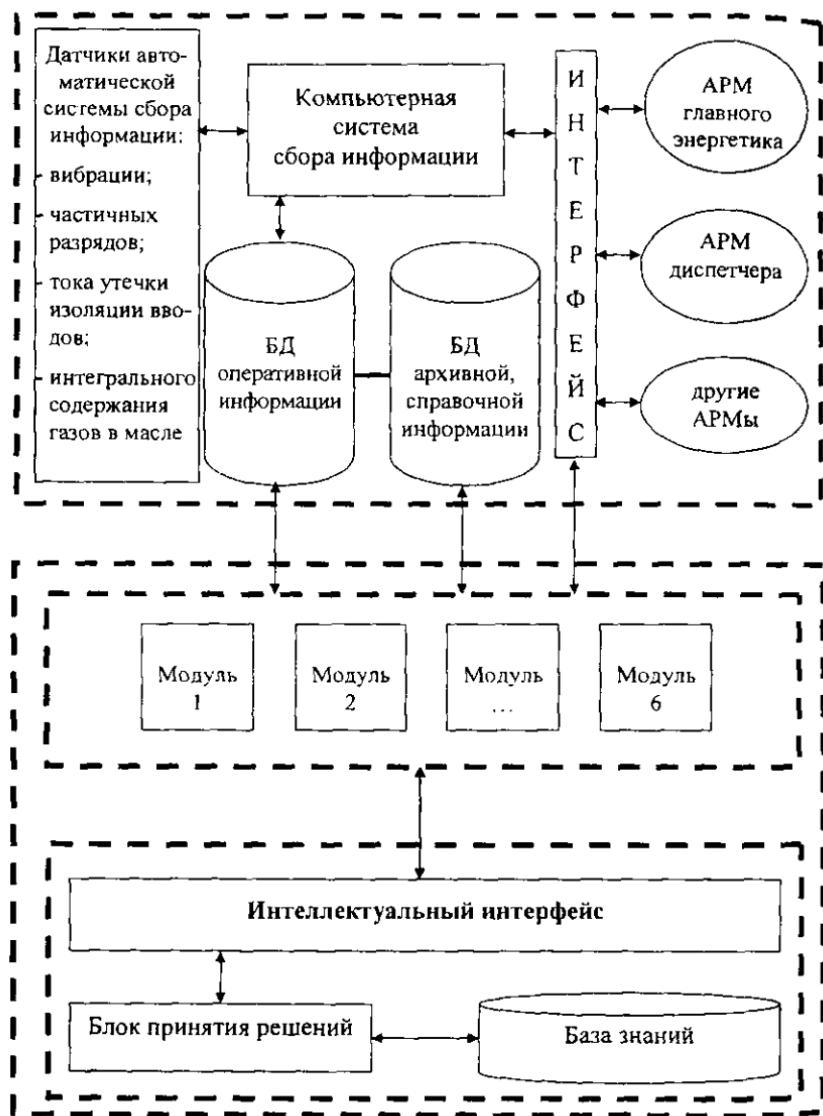


Рис. 3. Структурная схема компьютерной программы экспертной системы

Это позволит решать следующие задачи:

- Создание банка дефектов, признаков и выдача протоколов по результатам диагностирования.
 - Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформаторов по уровню вибрации.
 - Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по уровню частичных разрядов.
 - Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по результатам термографического обследования.
 - Определение остаточного ресурса и аварийного состояния вводов 110 кВ по комплексу параметров.
 - Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по концентрации газов, растворенных в масле.
 - Локализация дефектов в трансформаторе по результатам контроля электротехнических параметров.
 - Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по величине частичных разрядов и уровню вибрации.

В качестве иллюстрации работы экспертной системы на рисунке 4 приведен анализ вибрации бака трансформатора, а на рисунке 5 – хроматографический анализ масла бака трансформатора.

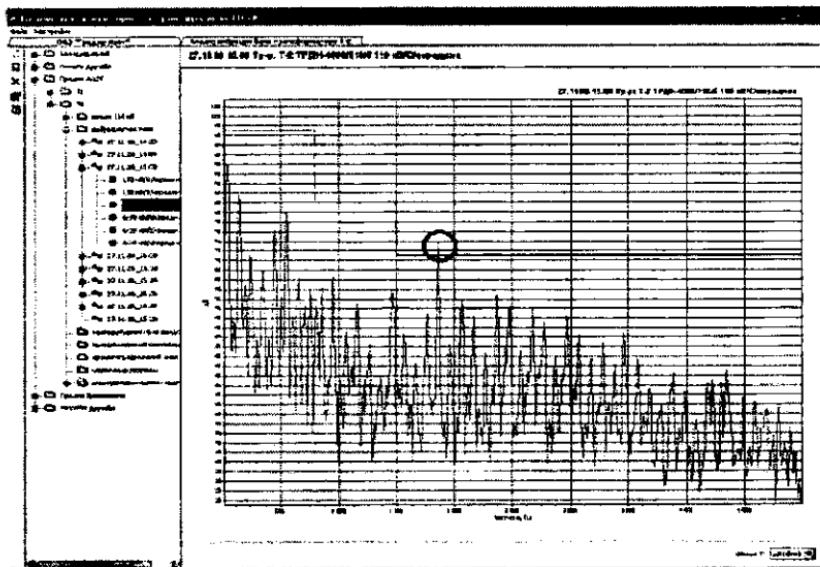


Рис. 4. Анализ вибрации бака

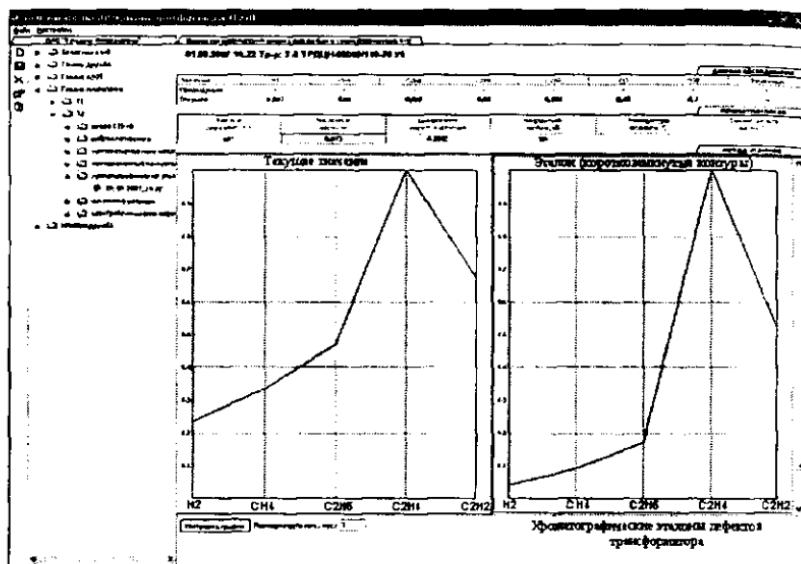


Рис. 5. Хроматографический анализ масла бака трансформатора

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев, Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев. – М.: Изд. НЦЭНАС, 2002. – 216 с.

УДК 621.438

ДИАГНОСТИКА РАБОЧИХ ЛОПАТОК ТУРБИНЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ТИПА ГТК-10И И ГТК-25И

Д.А. Годовский

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

В статье приведены основные методы дефектоскопии лопаток газотурбинных установок. Рассмотрены способы оценки степени деградации материалов, позволяющие прогнозировать остаточный ресурс лопаток. Предложен комплексный метод оценки степени и характера дегра-

дации материала лопаток, позволяющий определить вклад химической и механической составляющих разрушающего воздействия.

Результатом предлагаемого метода является повышение информативности и достоверности оценки характера и степени деградации материала лопатки после эксплуатации в условиях высоких температур.

В настоящее время газовые турбины широко используются в качестве энергоустановок различного назначения. Они применяются в качестве энергетических машин, двигателей самолетов, судов, автомобильных двигателей, в составе газотурбогенераторов различного назначения. Однако наибольшее распространение газотурбинные установки (отечественные и импортные) получили в качестве привода центробежных нагнетателей газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Газотурбинная установка (ГТУ) – достаточно сложное энергетическое оборудование, состоящее из множества деталей и узлов. Поэтому для большинства ГТУ ресурс определяется состоянием его элементов в процессе эксплуатации. В состав современной ГТУ могут входить следующие основные узлы: камера сгорания, компрессоры, турбины, регенератор, различные статорные детали, узлы управления и регулирования. В настоящее время наработка многих ГТУ, эксплуатируемых на магистральных газопроводах, превысила 100000 ч, в то время как ресурс отдельных деталей и узлов значительно меньше (например, для лопаток назначенный ресурс варьируется в диапазоне от 18000 до 80000 часов) [1].

На сегодняшний день уже накоплена достаточно большая статистика по отказам ГТУ, при анализе которой можно выделить два типа дефектов, классифицируемых по причинам возникновения [2, 3]:

1) конструктивно-производственные (случайные отклонения в геометрии профиля, в технологии изготовления узлов ГТУ и их регулировании);

2) эксплуатационные – неравномерность воздушного потока при отклонении режимов, различная наработка отдельных узлов, а следовательно и износ.

Бесперебойная работа ГТУ во многом определяется долговечностью и надежностью лопаточного аппарата. Рабочие и направляющие лопатки турбины работают в наиболее сложных эксплуатационных условиях: высоких и быстро сменяющихся температур (900 °C и выше), высоких нагрузок и вибраций, агрессивных сред (продукты горения воздушно-топливной смеси), эрозионного воздействия и т.п. Это приводит к появлению дефектов на лопатках турбины ГТУ и выходу их из строя [4]. Следовательно, для своевременного ремонта турбомашин и предотвращения аварийных ситуаций необходимо контролировать состояние лопаток в процессе эксплуатации [5, 6].

Методы дефектоскопии лопаток ГТУ. Для оценки технического состояния лопаточного аппарата в настоящий момент применяются разрушающие и неразрушающие методы контроля. Разрушающие методы контроля (фрактографические, металлографические, определение механических свойств) применяются при исследованиях с целью продления назначенного ресурса лопаток, а так же при изучении причин разрушения лопаток. Во всех других случаях применяются неразрушающие методы контроля.

Основными методами неразрушающего контроля являются:

1) визуально-оптический контроль – предусматривает визуальный и с применением специальных оптических приборов осмотр деталей с целью выявления таких повреждений как коррозия, эрозия, трещины, износ и др.;

2) метод цветной дефектоскопии состоит в нанесении на тщательно очищенную деталь проникающего жидкого реагента-красителя. По истечении некоторого небольшого промежутка времени, называемого контактным временем и необходимого для проникновения жидкости в трещины, избыточный реагент-краситель тщательно смывается, а на деталь наносится реагент-проявитель, который выводит проникающий реагент-краситель из трещин за счет капиллярного эффекта. Проявление красителя на фоне реагента-проявителя происходит в местах трещин. Данный метод является предпочтительным в условиях специализированного ремонтного предприятия, на котором контролю подлежит большое количество лопаток;

3) весовой метод – оценивается изменение массы лопатки в результате коррозионного и эрозионного износа;

4) измерение твердости – проверяется изменение твердости материала в результате эксплуатационного воздействия;

5) контроль методом вихревых токов – заключается в наведении в контролируемой детали вихревых токов, или токов Фуко, путем электромагнитной индукции. При наличии таких дефектов как трещины, неоднородность структуры изменяется электропроводность материала и, следовательно, индуцируемый ток. Изменение тока регистрируется специальными приборами;

6) метод магнитной дефектоскопии – применяется для выявления трещин, неоднородностей, посторонних включений на поверхностях деталей изготовленных из ферромагнитных материалов. Метод состоит в намагничивании детали и нанесении на ее поверхность суспензии измельченного ферромагнитного материала в соответствующей жидкости. При наличии дефекта в детали магнитное поле искажается, а магнитные частицы располагаются вдоль границ дефектного участка, тем самым, выявляя его. Данный метод позволяет надежно выявлять дефекты лопаток, однако

его применение ограничено наличием громоздкой аппаратуры для намагничивания и размагничивания деталей.

Однако для применения большинства вышеперечисленных методов требуется демонтаж лопаток и тщательная подготовка поверхности, что не всегда возможно на компрессорных станциях. Поэтому в настоящий момент является актуальной разработка методики оценки технического состояния лопаточного аппарата неразрушающими методами контроля без предварительной подготовки поверхности. Кроме того, вышеперечисленные методы обнаруживают уже образовавшиеся дефекты и не позволяют определить степень деградации материала, что актуально для оценки остаточного ресурса лопаток при эксплуатации.

В результате анализа литературы можно выделить несколько способов оценки степени деградации материалов:

1. Способ электромагнитной дефектоскопии, основанный на сканировании изделия электромагнитным преобразователем, подсчете общего числа импульсов от краев и дефектов изделия и выделении информации о его дефектности путем определения превышения общего числа импульсов над числом импульсом от краев [7];

2. Способ контроля материалов, включающий приведение в контакт электродов с материалом изделия, измерение термоЭДС и оценку по полученным значениям термоЭДС свойств исследуемого материала [8]. Недостатком этого способа является его низкая информативность.

3. Комбинированный способ дефектоскопии лопаток турбомашин, включающий совместное использование метода термоЭДС и метода индукционной дефектоскопии [9].

Недостатком данного способа является низкая информативность и достоверность оценки степени и характера деградации материала лопатки в процессе эксплуатации.

Необходимо отметить, что известные неразрушающие методы оценки степени деградации материалов, основанные на магнитных, термоэлектрических и других эффектах [10 – 13], не позволяют оценить соотношение долей химической и механической составляющих, что значительно снижает достоверность оценки характера деградации материалов. Кроме того, магнитные методы преимущественно используются для оценки состояния изделий, выполненных из ферромагнитных материалов.

Метод комплексной оценки состояния лопаток ГТУ. При исследовании степени и характера деградации материала лопаток из кобальтовых, никелевых сплавов и легированных сталей автором экспериментально установлено, что повреждения, вызванные физико-механическими факторами, в

значительной степени проявляются при магнитных методах дефектоскопии, а дефекты, вызванные диффузионно-химическими факторами (например, окисление) проявляются при дефектоскопии по параметрам термоЭДС.

Полученные результаты позволили разработать комплексный метод оценки степени и характера деградации материала лопатки, позволяющий определить вклад каждого из вида разрушающего воздействия на деградацию материала детали. Крайними случаями подобной деградации материала являются лопатки, изменение свойств которых произошло либо в результате воздействия только механических факторов (оценивается изменением магнитных параметров материала от величины M_0 до величины M_i , где M_0 – магнитные характеристики исходного материала лопатки, M_i – магнитные характеристики текущего состояния материала лопатки, $M_0 - M_i \neq 0$; в то время как изменение параметров термоЭДС равны нулю, т.е. химико-диффузионные причины деградации материала исключаются), либо в результате воздействия только химических процессов (т.е. когда изменение магнитных параметров равно нулю, в то время как наблюдается изменение параметров термоЭДС от некоторого значения T_0 до T_i , где T_0 – характеристики термоЭДС исходного материала лопатки, T_i – характеристики термоЭДС текущего состояния материала лопатки, т.е. физико-механические факторы деградации материала исключаются). Однако в процессе эксплуатации лопаток турбомашин, как правило, деградация материала происходит в результате совместного воздействия механических и химико-диффузионных факторов. В этом случае вклад каждого из этих факторов в картину общей деградации материала определяется исходя из доли каждого из них, рассчитанной по шкале от минимального значения степени деградации того, или иного вида, до его максимально возможного значения.

Рассмотрим пример реализации способа.

Для оценки степени и характера деградации материала лопаток турбин, были изготовлены эталонные образцы рабочих лопаток из никелевого сплава IN738 применяемого в газовых турбинах ГТК-10И, ГТК-25И, с различной степенью механической и химической (окисление) деградации. Снятие магнитных характеристик производилось с помощью феррозондового комбинированного прибора Ф-205.30А, а параметров термоЭДС – прибором Т-ЗСП.

Для контрольной оценки степени и вида деградации материала эталонных и контролируемых лопаток были использованы разрушающие методы контроля с приготовлением шлифов и проведением металлографических исследований, включая оценку структурно-фазового и химического

составов материалов. Сравнительные результаты исследований приведены на рисунках 1...4.

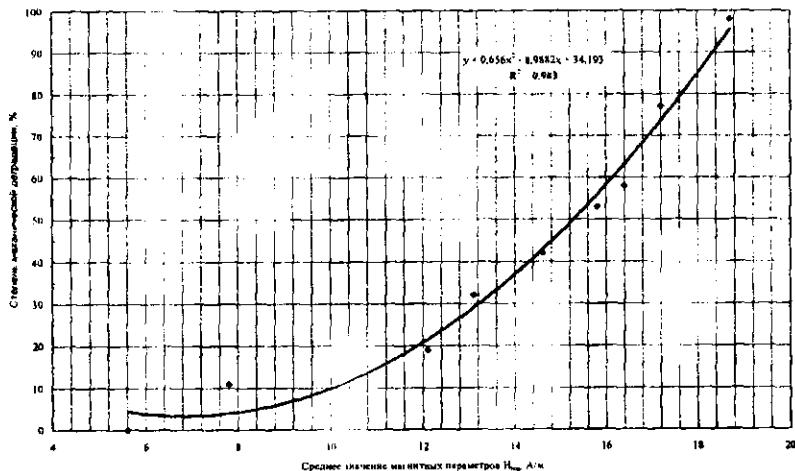


Рис. 1. Результаты замера эталонной лопатки феррозондом

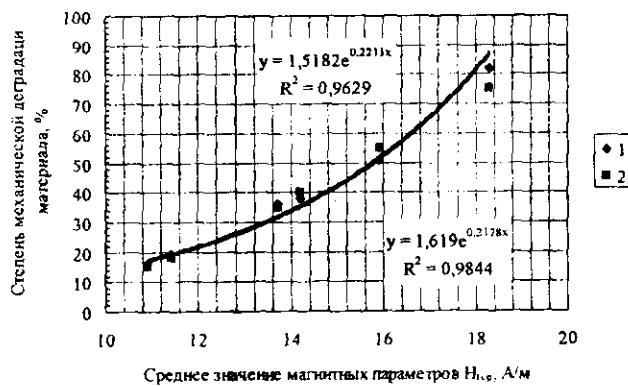


Рис. 2. Результаты замера контролируемой лопатки феррозондом:

- 1 – степень механической деградации материала, определенная по предлагаемому способу;
- 2 – степень механической деградации материала, определенная металлографическим методом

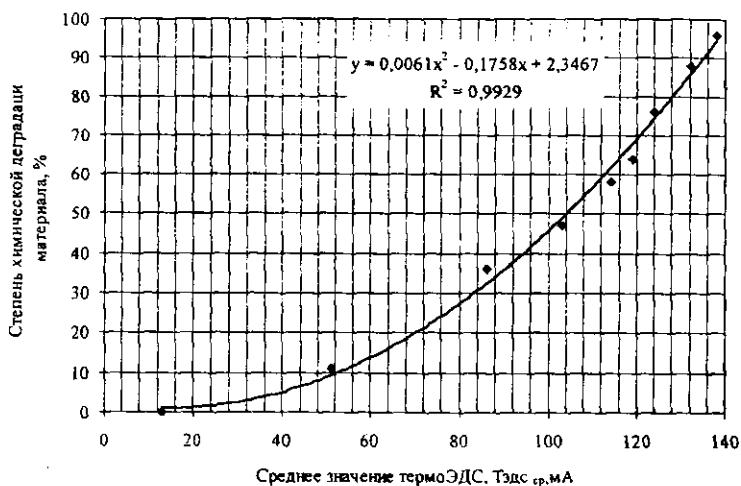


Рис. 3. Результаты замера термоЭДС эталонной лопатки

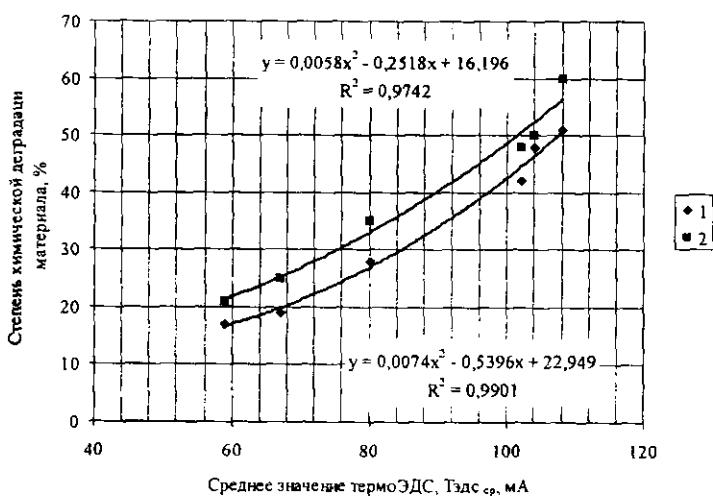


Рис. 4. Результаты замера термоЭДС контролируемой лопатки:
1 – степень химической деградации материала, определенная по предлагаемому способу;
2 – степень химической деградации материала, определенная известным методом

Сравнительные результаты оценки оценки степени и вида деградации материала эталонных и контролируемых лопаток приведены в таблице.

Общий характер деградации материала

Степень механической деградации(МД) материала, %	Степень химической деградации (ХД) материала, %,	Заключение о характере деградации материала, МД, %, / ХД, %
19	42	31 % / 69 %
38	51	42,7 % / 57,3 %
82	28	74,5 % / 25,5 %
51	17	75 % / 25 %
36	48	42,9 % / 57,1 %
16	19	42,7 % / 54,3 %

Заключение. В работе проведен обзор методов дефектоскопии лопаточного аппарата газотурбинной установки.

Основным недостатком большинства предлагаемых в настоящий момент методов является необходимость демонтажа и очистки лопаток перед проведением замеров. Кроме того, рассматриваемые методы не позволяют оценить соотношение долей химической и механической составляющих, что значительно снижает достоверность оценки характера деградации материалов. Поэтому нами предложен новый метод комплексной дефектоскопии лопаток, в котором отсутствуют вышеуказанные недостатки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Опыт длительной эксплуатации стационарных ГТУ на магистральных газопроводах / Н.В. Дащунин [и др.] // Вестн. Двигателестроения. – 2006. – № 3. – С. 50 – 55.
2. Рафиков, Л.Г. Эксплуатация газокомпрессорного оборудования компрессорных станций / Л.Г. Рафиков, В.А. Иванов. – М.: Недра, 1992. – 237 с.
3. Годовский, Д.А. Дефекты элементов газотурбинных установок / Д.А. Годовский // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 4. – С. 201 – 206.
4. Смыслова, М.К. Оценка работоспособности лопаток соплового аппарата газовых турбин ГТК-10И / М.К. Смыслов, Д.А. Годовский, А.В. Новиков // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сб. науч. тр. V междунар. науч.-техн. конф. Вып. 4. – Новополоцк, 2006. – С. 165 – 171.

5. Моверман, Г.С. Ремонт импортных газоперекачивающих агрегатов / Г.С. Моверман, И.И. Радчик. – М.: Недра, 1986. – 197 с.
6. Данилин, А.И. Диагностика и контроль деформационного состояния лопаток турбоагрегатов / А.И. Данилин, А.Ж. Чернявский., В.П. Сазанов // Контроль, диагностика. – 2003. – № 1. – С. 23 – 28.
7. А.с. СССР № 333460, МПК G 01 N 27/86, 1970.
8. Термоэлектрический способ контроля металлических материалов: пат. Рос. Федерации № 2229117, МПК G01N25/32, 2004.
9. Combined thermoelectric and eddy-current method and apparatus for non-destructive testing of metallic of semiconductor coated objects: пат. США № 5430376, МПК G01B 7/02, 1995.
10. Артамонов, В.В. Неразрушающий контроль микроструктуры металла теплоэнергетического оборудования / В.В. Артамонов, В.П. Артамонов // Дефектоскопия. – 2002. – № 2. – С. 34 – 43.
11. Дубов, А.А. Способ определения предельного состояния металла и ресурса оборудования с использованием параметров магнитной памяти металла / А.А. Дубов // Контроль, диагностика. – 2004. – № 1. – С. 8 – 16.
12. Диагностика состояния и оценка остаточного ресурса элементов машин и конструкций / М.Б. Бакиров [и др.] // Контроль, диагностика. – 2004. – № 1. – С. 26 – 31.
13. Филинов, М.В. Подходы к оценке остаточного ресурса технических объектов / М.В. Филинов, А.С. Фурсов, В.В. Клюев // Контроль, диагностика. – 2006. – № 8. – С. 6 – 16.

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.691.4.01

ВАРИАНТЫ ОЦЕНКИ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ В НЕФТЕПРОДУКТЕ ПРИ ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРУБОПРОВОДУ

А.А. Долгий¹, А.Д. Прохоров², С.Н. Челинцев²

¹*ООО «LatRosTrans». Даугавпилс, Латвия,*

²*Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия*

Приводятся результаты оценки требуемой производительности магистрального трубопровода для перекачки нефтепродукта с присадкой. При этом используется экспериментально полученная связь концентрации с эффективностью ее применения. На конкретном примере дано сравнение производительности магистрального трубопровода при детерминистском и вероятностном подходах.

Введение. На основе результатов испытания противотурбулентной присадки (ПТП) рассмотрены некоторые практические варианты расчета ее концентрации для обеспечения требуемого объемного расхода нефтепродукта (НП), который транспортируется по магистральному трубопроводу (МТ). При этом в расчетах используется экспериментально полученная связь концентрации ПТП и эффективности ее применения. Показана возможность оценки концентрации ПТП как при условии поддержания постоянного рабочего давления на НПС, так и при его отсутствии. Первоначально рассматривается процесс оценки концентрации ПТП для режима перекачки НП с ПТП, который заполняет всю длину трубопровода. Далее рассмотрены варианты, когда он заполняет один и два его участка. При этом концентрации ПТП на каждом из участков могут быть различными. Потенциальные оценки концентрации ПТП, получаемые в рассматриваемых выше ситуациях, являются слишком оптимистичными. Это связано с детерминистским подходом при их описании, что приводит к завышенным оценкам желаемых объемных расходов НП. Поэтому в заключение рассматривается один из возможных подходов, когда при описании процесса

оценки концентрации ПТП следует учитывать тот факт, что отдельные используемые в расчетах параметры носят случайный характер, и в простейшем случае часть из них является случайными величинами. На наш взгляд, это дает более реалистические результаты упомянутых расчетов.

Расчетные соотношения для оценки концентрации ПТП в нефтепродукте при заполнении им всей длины МТ. Используя известные уравнения для баланса давлений при перекачке НП с ПТП и без неё, а также соответствующую связь (1) гидравлических сопротивлений МТ с эффективностью применения ПТП:

$$\lambda = \lambda_0 \left(1 - \frac{\varphi}{100} \right), \quad (1)$$

где λ_0 , λ – соответственно коэффициенты гидравлического сопротивления МТ при перекачке НП без ПТП и с ПТП,
получаем

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 - \frac{\Delta P_{cm}}{\lambda_0 f}}{1 - \frac{\varphi}{100}}}, \quad (2)$$

Здесь Q_0 , Q – соответственно объемный расход НП без ПТП и с ПТП, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$$\Delta P_{cm} = B_1(Q^2 - Q_0^2), \quad (3)$$

где B_1 – коэффициент, получаемый при аппроксимации характеристик подпорного и основного насосных агрегатов НПС;

$$f = \frac{L}{d_s^5} \cdot \frac{8\rho_n}{\pi^2}. \quad (4)$$

Здесь L – полная длина трубопровода, м; d_s – эквивалентный диаметр МТ, м; ρ_n – плотность нефтепродукта, кг/м³.

Учитывая связь (5) концентрации C присадки и эффективности ее применения

$$C = \frac{3,05}{\frac{76,33}{\varphi} - 1} \quad (5)$$

и соотношение (2), получаем:

$$C = \frac{3,05}{\frac{0,7633}{A} - 1}, \quad (6)$$

где

$$A = 1 - \frac{Q_0^2}{Q^2} + \frac{\Delta P_{cm}}{\lambda_0 f Q^2}. \quad (7)$$

Используя соотношения (2), (3), (6) и (7), можно показать, что при поддержании постоянного рабочего давления $\Delta P_{cm} = 0$ требуются меньшие значения концентрации присадки, чем при $\Delta P_{cm} \neq 0$. В последнем случае концентрация присадки возрастает в 2...4 раза.

Расчетные соотношения для оценки концентрации ПТП в нефтепродукте при заполнении им одной части длины МТ. В рассматриваемом случае имеем:

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 - \frac{\Delta P_{cm} \cdot x}{\lambda_0 f L}}{1 - \frac{\Phi \cdot x}{100 \cdot L}}}, \quad (8)$$

где x – длина участка трубопровода, заполненная НП с ПТП, м;

$$f_1 = \frac{x}{d^5} \cdot \frac{8\rho_u}{\pi^2} \quad (9)$$

Концентрация присадки

$$C = \frac{3.05}{\frac{76.33}{A} - 1}, \quad (10)$$

где

$$A = \left(1 - \frac{Q_0^2}{Q^2}\right) \frac{L}{x} + \frac{\Delta P_{cm}}{\lambda_0 f_1 Q^2}. \quad (11)$$

Заметим, что при $x = L$ соотношения (8) и (11) будут соответствовать соотношениям (2) и (7). Можно показать, что в режиме заполнения одной части магистрального трубопровода НП с ПТП при прочих равных условиях требуется в среднем в 3 раза большее значение концентрации ПТП, чем при заполнении всей его длины.

Расчетные соотношения для оценки концентрации ПТП в нефтепродукте при заполнении им двух частей длины МТ. Рассматривается ситуация, когда вся длина трубопровода L делится промежуточной НПС на две части, длины которых соответственно l_1 и l_2 .

Как и ранее, используя уравнения баланса давлений для первой и второй частей МТ, получаем:

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 \cdot \frac{L}{l_1} - \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_1}}{\left(1 - \frac{\Phi_1}{100}\right) + \frac{l_2}{l_1} \left(1 - \frac{\Phi_2}{100}\right)}}, \quad (12)$$

или

$$Q = \sqrt{\frac{Q_0^2 \cdot \frac{L}{l_2} - \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_2}}{\left(1 - \frac{\Phi_2}{100}\right) + \frac{l_1}{l_2} \left(1 - \frac{\Phi_1}{100}\right)}}. \quad (13)$$

При этом формула для концентрации C присадки будет в рассматриваемом случае иметь вид:

$$C_i = \frac{3,05 A_i}{0,7633 - A_i}, \quad i = 1; 2, \quad (14)$$

где

$$A_1 = 1 - \frac{L}{l_1} \cdot \frac{Q_0^2}{Q^2} + \frac{l_2}{l_1} (1 - 0,01 \Phi_2) + \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_1 Q^2}, \quad (15)$$

или

$$A_2 = 1 - \frac{L}{l_2} \cdot \frac{Q_0^2}{Q^2} + \frac{l_1}{l_2} (1 - 0,01 \Phi_1) + \frac{\Delta P_u + \Delta P_d}{\lambda_0 f_2 Q^2}. \quad (16)$$

При этом

$$\Delta P_{cm} = \Delta P_u + \Delta P_d = (B_1 + B_2)(Q^2 - Q_0^2), \quad (17)$$

где B_δ – коэффициент, определяемый при аппроксимации характеристик насосных агрегатов промежуточной НПС.

Учет влияния случайной оценки концентрации противотурбулентной присадки на производительность магистрального трубопровода. Ранее в соотношениях (2), (8), (12), (13) предполагалось, что для получения требуемой Q производительности магистрального трубопровода за счет применения ПТП ее заданная концентрация C устанавливается без ошибок. То есть входящие в них переменные известны точно или измеряются без погрешностей. В результате расчета получаем слишком оптимистические потенциальные значения C и Q .

В упомянутых соотношениях не учитываются также некоторые неуправляемые аппаратурные факторы, которые, например, имеют место в дозировочных насосных установках ввода ПТП в МТ и могут также влиять на снижение потенциальных величин C и Q . Такими факторами в дозировочной насосной установке типа RUKI 500 LR является наличие в гидравлической части насоса пузырьков воздуха или различного рода загрязнения присадки и его накопление в соответствующих фильтрах и т.д. Это приводит к эквивалентным сужениям (уменьшениям сечений) подводящих линий дозировочной установки. Если не учитывать это обстоятельство, то получаем также завышенные оценки требуемой Q производительности МТ.

Все вышесказанное позволяет говорить об оценке C_o концентрации, которая отличается от идеальной на величину $\Delta C = C - C_o$ и на которую могут влиять все перечисленные выше ошибки исходных данных (переменные величины) и аппаратурные факторы.

В дальнейшем полагаем, что переменные величины известны точно, а аппаратурные факторы установки RUKI 500 LR носят случайный характер. При этом отклонение ΔC или $\Delta C/C_o$ являются гауссовскими случайными величинами. Иными словами, они имеют Гауссов (нормальный) закон распределения вероятностей. Условие гауссности выполняется почти, наверное, в связи с тем, что имеет место многообразие разноречивых факторов, влияющих на эти величины. Для дальнейших расчетов необходимо, как известно, задавать две характеристики нормального закона распределения вероятностей: стандартное (среднеквадратическое) отклонение отношения $\Delta C/C_o$, т.е. $\sigma_{\Delta C/C_o}$, или $\sigma_{\Delta C}$ и σ_{C_o} , а также средние значения этих величин, т.е. $E_{\Delta C/C_o}$, $E_{\Delta C}$, E_{C_o} . Для упрощения этого процесса целесообразно использовать зависимости упомянутых стандартных отклонений от соответствующих ошибок оценок $\Delta C/C_o$, ΔC , C_o с учетом различных вероятностей попадания нормально распределенных случайных величин в заданные доверительные интервалы. Для учета случайного характера упомянутых выше величин в (13) вводится поправочный коэффициент α , зависящий от $\sigma_{\Delta C/C_o}$ и $E_{\Delta C/C_o}$. В результате соотношение (13) с учетом (14) и (15) будет иметь вид:

$$\frac{Q}{Q_0} = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^2 \frac{1}{L} (A_i \alpha_i \ell_i)}{1 + F(B_1, B_o, \lambda_o, f_i, L, \ell_i)} \right]^{-1/2}, \quad (18)$$

где F – функция переменных $B_1, B_o, \lambda_o, f_i, L, \ell_i; i = 1, 2$ – номера участков МТ.

Используя соотношение (18), получаем результаты (таблица) оценки относительного значения объемного расхода НП для различных комбина-

ций $\sigma_{\Delta C/C_0}$ и $E_{\Delta C/C_0}$, а на рисунках 1..6 – соответствующие этим вариантам графики.

Таблица 1

Варианты расчета относительной производительности МТ

Значения параметров	Отношение Q/Q_0 при $C_1 = 3 \text{ г/т}$, $C_2 = 3 \text{ г/т}$		
	Вся длина МТ	Одна часть МТ	Две части МТ
$\Delta P_{cm} = 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/E_{C0}} = 0$	1,268	1,147	1,268
$\Delta P_{cm} \neq 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/E_{C0}} = 0$	1,21	1,12	1,20
$\Delta P_{cm} = 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/E_{C0}} = 0 \dots 0,2$	1,21	1,12	1,21
$\Delta P_{cm} \neq 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0$ $E_{\Delta C/E_{C0}} = 0 \dots 0,2$	1,17	1,1	1,17
$\Delta P_{cm} = 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0 \dots 0,08$ $E_{\Delta C/E_{C0}} = 0,2$	1,14	1,08	1,14
$\Delta P_{cm} \neq 0$ $\sigma_{\Delta C/C_0} = 0 \dots 0,08$ $E_{\Delta C/E_{C0}} = 0,2$	1,11	1,06	1,10

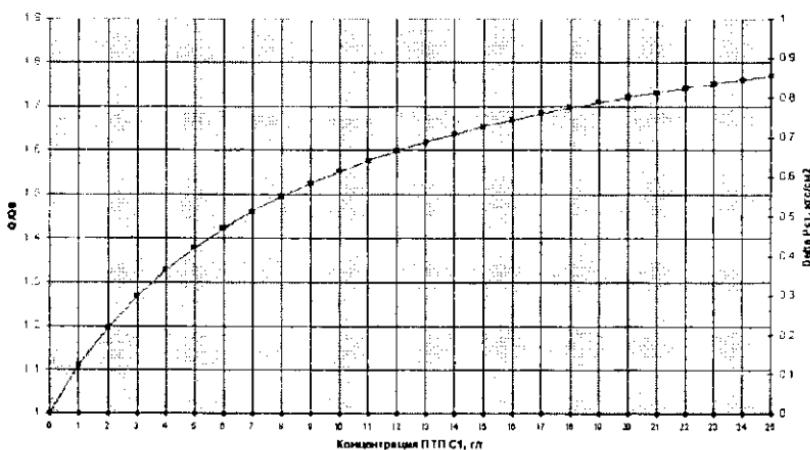


Рис. 1. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП ($\Delta P_{cm} = 0$)

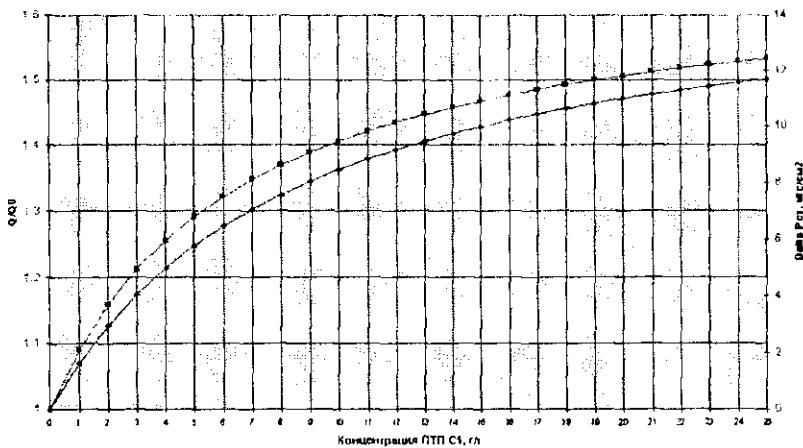


Рис. 2. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП ($\Delta P_{cm} \neq 0$)

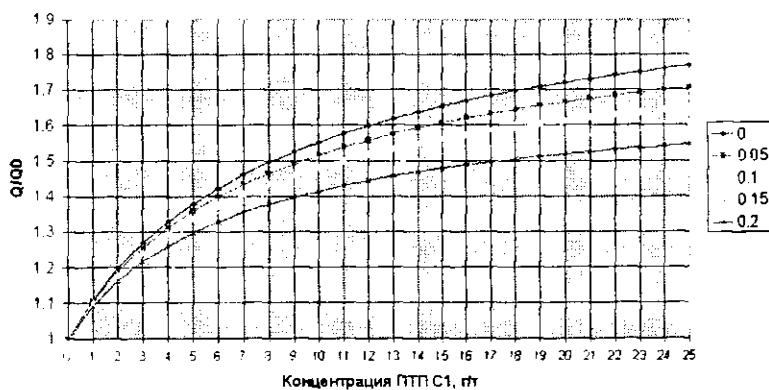


Рис. 3. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях среднего отклонения ($\Delta P_{cm} = 0$)

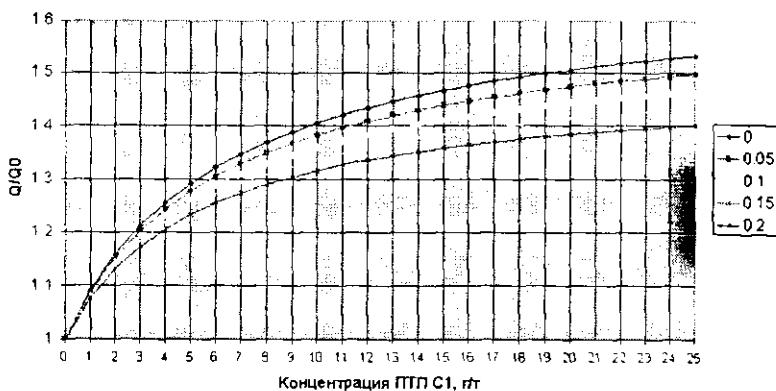


Рис. 4. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях среднего отклонения ($\Delta P_{cm} \neq 0$)

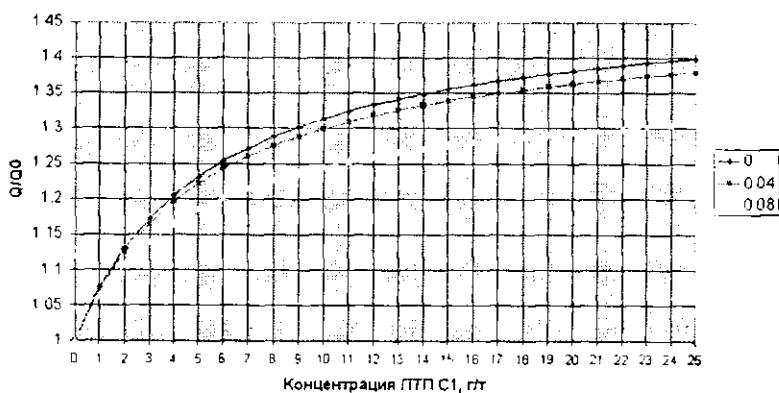


Рис. 5. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях стандартного отклонения ($\Delta P_{cm} = 0$)

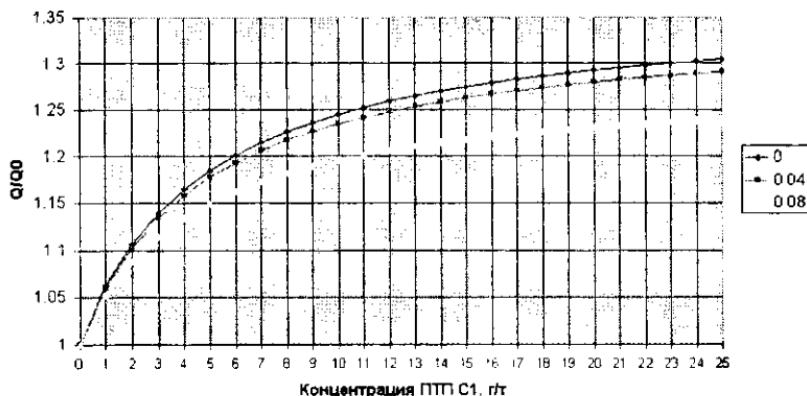


Рис. 6. Зависимость объемного расхода от концентрации ПТП при различных значениях стандартного отклонения ($\Delta P_{cm} \neq 0$)

Выводы

Показано, что наиболее предпочтительным вариантом с точки зрения получения наибольшего объемного расхода Q при прочих равных условиях является заполнение магистрального трубопровода нефтепродуктом с ПТП всей его длины. При этом требуется в 3 раза меньшее значение концентрации ПТП по сравнению с заполнением одной его части. Показано также, что отсутствие возможности компенсировать падение рабочего давления приводит к увеличению концентрации ПТП в 2...4 раза.

Заполнение 2-х частей МТ нефтепродуктом с ПТП, концентрация которой на каждом участке, например, постоянная, не дает увеличения объемного расхода по сравнению с вариантом заполнения нефтепродуктом с ПТП всей длины МТ. Однако этот вариант требует соответствующих расходов на установку и обслуживание дозировочной насосной установки на втором участке магистрального трубопровода.

Учет отдельных случайных параметров дозировочной насосной установки показывает, что по сравнению с ситуацией, когда они не учитываются, потенциальные значения объемного расхода снижаются в 1,1 раза, например для варианта заполнения нефтепродуктом с ПТП всей длины магистрального трубопровода.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ
ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕПРОВОДОВ С ОГРАНИЧЕНИЯМИ
ПО РАБОЧЕМУ ДАВЛЕНИЮ**

А.А. Коршак, М.Н. Хуссайн

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

Применение противотурбулентных присадок открывает новые возможности оперативного и безопасного управления потоками нефтепродуктов. В частности, их применение обеспечит уменьшение негативных последствий ограничений, накладываемых на величину рабочего давления в линейной части трубопровода, которые ведут к снижению его пропускной способности. В статье рассмотрены методические основы решения задачи выбора оптимальной концентрации противотурбулентных присадок и даны рекомендации по увеличению производительности лимитирующих участков нефтепроводов.

Сеть магистральных нефтепроводов России, в основном, сформировалась к середине 80-х годов прошлого века. Поддержание их в работоспособном состоянии обеспечивается методами диагностики и ремонта. При этом на первом этапе путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов выявляют места, где сечение трубопроводов ослаблено, и ограничивают величину допустимого давления, а на втором – восстанавливают поврежденную трубу с использованием различных ремонтных технологий.

Ограничения, накладываемые на величину рабочего давления в линейной части трубопровода, ведут к снижению его пропускной способности. Уменьшить негативные последствия от этого возможно путем введения в поток нефти противотурбулентной присадки (ПТП). В данной статье рассматриваются методические основы решения задачи выбора оптимальной концентрации ПТП для рассматриваемого случая.

Задача выбора концентрации ПТП является технико-экономической. В условиях рыночной экономики критерием принятия решения является достижение максимальной величины чистого дисконтированного дохода (ЧДД), вычисляемого по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{R_t - S_t}{(1+E)^t}, \quad (1)$$

где R_t – экономические результаты, достигаемые на t -м интервале времени; S_t – затраты на этом интервале времени; E – норма дисконта; t_c – временной горизонт расчета (срок введения ПТП в поток нефти).

Так как мероприятие по уменьшению рабочего давления является времененным, то можно принять $t = 0$. Следовательно, формула (1) для рассматриваемого участка принимает вид:

$$\text{ЧДД} = R - S, \quad (2)$$

где R – экономические результаты, достигаемые за период применения ПТП продолжительностью t ; S – затраты на введение перекачки в рассматриваемом периоде:

$$S = S_{t_0} + S_{t_1} + S_{t_2}.$$

При перекачке нефти с присадкой:

$$R = \sigma_i G_y \chi_c;$$

$$S_{t_1} = S_{t_0} + \frac{g \sigma_i G_y \chi_c}{\eta_u} \cdot [i_{\max} \cdot (L_{c+1} - L_c) + Z_{c+1} - Z_c], \quad (3)$$

$$S_{t_2} = \sigma_n G_n + \sigma_y n_y,$$

где σ_i – тариф на перекачку нефти; G_y – количество нефти, перекачиваемой при отсутствии ПТП по участку с ослабленным сечением за период, предшествующий ремонту трубопровода; χ_c – коэффициент увеличения производительности ослабленного участка нефтепровода благодаря введению ПТП; S_{t_0} – затраты на эксплуатацию трубопровода, независящие от концентрации присадки; σ_n – стоимость 1 кВт·ч энергии; i_{\max} – максимальный допустимый гидравлический уклон на участке с ослабленным сечением; L_c , Z_c – расстояние до НПС № c и нивелирная высота ее месторождения; L_{c+1} , Z_{c+1} – то же для НПС № $c+1$; σ_n , G_n – цена и необходимое количество ПТП; σ_y , n_y – соответственно цена и количество установок по вводу ПТП в поток нефти.

Подставив (3) в (2), получаем:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= \sigma_n G_n \chi_c - S_{t_0} - S_{t_1} - \frac{g \sigma_i G_y \chi_c}{\eta_u} \times \\ &\times [i_{\max} \cdot (L_{c+1} - L_c) + Z_{c+1} - Z_c] - \sigma_y G_n - \sigma_y n_y. \end{aligned} \quad (4)$$

Определим необходимое количество противотурбулентной присадки G_n , позволяющее в течение заданного времени (до ремонта) вести перекачку по участку с ослабленным сечением с производительностью в χ_c раз большей, чем без ПТП.

Из условия, что в обоих случаях величина гидравлического уклона равна i_{max} , т.е.

$$\frac{8\lambda_y Q_y^2}{\pi^2 g D^5} = \frac{8\lambda_y (\bar{Q}_y \chi_c)^2}{\pi^2 g D^5} = i_{max},$$

где \bar{Q}_y – расход перекачиваемой нефти без ПТП, следует

$$\lambda_n = \frac{\lambda_y}{\chi_c^2}. \quad (5)$$

С другой стороны, из обобщенной формулы для коэффициента гидравлического сопротивления получаем

$$\lambda_n = \frac{A}{\left(\frac{4\bar{Q}_y \chi_c}{\pi D \gamma} \right)^m \cdot (1 + De^2)^m} = \frac{\lambda_y}{[\chi_c \cdot (1 + De^2)]^m}, \quad (6)$$

где De – число Деборы.

Так как левые части (5) и (6) равны, то равны и правые, т.е.

$$\chi_c^2 = \chi_c^m \cdot (1 + De^2)^m$$

или

$$\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1 = \alpha_0 \theta^{\alpha_1} (Re_y \chi_c)^{\alpha_2}, \quad (7)$$

где θ – концентрация ПТП в нефти; Re_y – число Рейнольдса, соответствующее перекачке нефти без ПТП с расходом \bar{Q}_y ; $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2$ – эмпирические коэффициенты.

Отсюда необходимая концентрация ПТП

$$\theta = \left[\frac{\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1}{\alpha_0 (Re_y \chi_c)^{\alpha_2}} \right]^{\frac{1}{\alpha_1}}, \quad (8)$$

а потребное количество присадки

$$G_n = G_y \chi_c \theta = \frac{G_y \chi_c^{\frac{1-\alpha_2}{\alpha_1}}}{(\alpha_0 \text{Re}_y^{\alpha_2})^{\frac{1}{\alpha_1}}} \left(\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1 \right). \quad (9)$$

Для определения оптимальной концентрации ПТП необходимо исследовать величину ЧДД, определяемого формулой (4), на максимум.

Заключение. Разработаны рекомендации по выбору оптимальной концентрации противотурбулентной присадки, обеспечивающей увеличение производительности лимитирующих участков нефтепроводов.

УДК 622.692.4

ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

А.А. Коршак, М.Н. Хуссайн
ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия

Для увеличения производительности уже существующих трубопроводов традиционно используют строительство лупингов. Однако для той же цели могут быть использованы и противотурбулентные присадки. Уменьшение гидродинамического сопротивления потоку нефти с помощью присадок позволяет увеличить производительность трубопровода, существенно уменьшив длину сооружаемого лупинга.

Показано, что чем больше длина лупинга, тем меньшее требуемое снижение гидравлического сопротивления и, соответственно, меньшая требуемая концентрация присадки. Установлено существование области, где применять присадки нет необходимости.

Дальнейшее развитие нефтедобычи в России, Ираке и других странах предлагает не только строительство новых нефтепроводов, но и увеличение производительности уже существующих. Для решения последней задачи, в частности, используют строительство лупингов. Однако для той же цели могут быть целесообразны и противотурбулентные присадки (ПТП). В статье рассматриваются возможные сочетания применения этих методов наращивания производительности нефтепроводов.

Уравнение баланса напоров в этом случае имеет вид:

$$N_s h_n + \sum_{i=1}^n (A_i - Q^2 B_i) = 1,02 Q^2 \{ f_0 [L - x_s (1 - \omega)] + f_n l_n \} + \Delta Z + N_s h_{ocm}, \quad (1)$$

где x_s – суммарная длина лупингов; ω – поправка, учитывающая изменение гидравлического уклона на участке трубопровода с лупингом:

$$\omega = \left[1 + \left(\frac{D_d}{D} \right)^{\frac{s-m}{2-m}} \right]^{m-2}.$$

Из (1) следует, что квадрат вновь установившейся производительности нефтепровода составит

$$Q^2 = \frac{N_s (h_n - h_{ocm}) + \sum_{i=1}^n A_i - \Delta Z}{1,02 f_0 L \left[\bar{x}_s (1 - \omega) - \bar{l}_n \left(1 - \frac{\lambda_n}{\lambda_0} \right) + \sum_{i=1}^n B_i \right]}, \quad (2)$$

где \bar{x}_s – относительная длина лупингов, $\bar{x}_s = \frac{x_s}{L}$.

Аналогичная величина для трубопровода без лупинга и в отсутствие применения ПТП равна

$$Q_0^2 = \frac{N_s (h_n - h_{ocm}) + \sum_{i=1}^n A_i - \Delta Z}{1,02 f_0 L + \sum_{i=1}^n B_i}. \quad (3)$$

Поделив получено (2) на (3), получаем:

$$\frac{1}{\chi^2} = 1 - \frac{\bar{x}_s (1 - \omega) + \bar{l}_n \left(1 - \frac{\lambda_n}{\lambda_0} \right)}{1 + W}, \quad (4)$$

откуда после ряда преобразований находим

$$\Psi_Q = \frac{1}{l_n} \left[(1 + W) \cdot (1 - x^{-2}) - \bar{x}_s (1 - \omega) \right], \quad (5)$$

где $\Psi_Q = \frac{\lambda_0 - \lambda_n}{\lambda_0} \cdot 100\%$; W – соотношение крутизны характеристики всех НПС и крутизны характеристики трубопровода в случае перекачки нефти без ПТП, т.е.

$$W = \frac{\sum_{i=1}^n B_i}{1,02 f_0 L}.$$

Из формулы (5) видно, что при строительстве лупингов применять ПТП нет необходимости, если

$$(1 + W) \cdot (1 - \chi_s^{-2}) \leq \bar{x}_s (1 - \omega),$$

т.е. когда

$$x_s \leq \frac{1}{\sqrt{1 - \bar{x}_s \cdot \left(\frac{1 - \omega}{1 + W} \right)}}. \quad (6)$$

В частном случае, когда $W = 0$, предельные величины χ_s , для различных зон трения турбулентного режима представлены в таблице 1.

Таблица 1

Предельно возможные величины x_s при $W = 0^*$

Зона трения турбулентного режима	Предельные величины χ_s при \bar{x}_s , равном								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Гидравлически гладкие трубы	1,04	1,08	1,13	1,18	1,24	1,32	1,4	1,51	1,65
Смешанное трение	1,04	1,08	1,13	1,19	1,26	1,34	1,43	1,55	1,71

* – Зона квадратичного трения не рассмотрена в связи с тем, что при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов она практически не достижима.

Вернёмся к оценке необходимых величин Ψ_Q при применении ПТП.

В общем случае они зависят не только от W , \bar{x}_s и x_n , зоны трения турбулентного режима, но также и от количества нефтеперекачивающих станций. Однако, учитывая, что наибольший эффект увеличения производительности достигается на трубопроводах с одной перекачивающей станцией, оценку величин Ψ_Q при $W \neq 0$ выполним для случая, когда $n = 1$ (табл. 2).

Таблица 2

Оценка необходимых величин ψ_Q (%) при различных W и $n = 1$

W	\bar{x} ,	Величины ψ_Q при χ , равном							
		1,05	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
0	0,1	2,3/2,0	10,3/10,1	22,5/23,3	33,8/33,5	42,0/41,7	48,5/48,3	53,9/53,7	58,4/58,1
	0,2		3,3/2,8	16,5/16,0	26,8/26,3	34,9/34,4	41,5/41,0	46,9/46,4	51,3/50,8
	0,4			2,4/1,4	12,7/11,7	20,9/19,9	27,4/36,4	32,8/31,8	37,3/36,3
	0,6					6,8/5,3	13,4/11,9	18,8/17,3	23,2/21,7
	0,8	Вводить ПТП нет необходимости						4,7/2,7	9,2/7,2
	1								
0,2	0,1	4,1/3,9	13,8/13,5	29,6/29,4	42,0/41,7	51,7/51,5	59,6/59,4	66,1/65,8	71,4/71,2
	0,2		6,8/6,3	22,6/22,1	35,0/34,4	44,7/44,2	52,6/52,1	59,1/58,6	64,4/64,0
	0,4			8,5/7,5	20,9/19,9	30,7/29,7	38,5/37,5	45,0/44,0	50,3/49,3
	0,6				6,8/5,3	16,6/15,1	24,5/23	31,0/29,4	36,3/34,8
	0,8	Вводить ПТП нет необходимости				2,5/0,5	10,4/8,4	16,9/14,9	22,2/20
	1							2,8/0,3	8,2/5,7
0,4	0,1	6,0/5,7	17,3/17,0	35,7/35,5	50,1/49,9	61,5/61,3	70,7/70,5	78,3/78	84,5/84
	0,2		10,2/9,7	28,7/28,2	43,1/42,6	54,5/54	63,7/63,2	71,3/70,8	77,5/77
	0,4			14,7/13,7	29/28	40,5/39,5	49,7/48,7	57,2/56,2	63,4/62,4
	0,6				15/13,5	26,4/24,9	35,6/34,1	43,1/41,6	49,4/47,9
	0,8	Вводить ПТП нет необхо- димости				12,3/10,	21,5/19,5	29,1/27,1	35,3/33
	1					3		7,5/5	15/12,5
0,6	0,1	7,8/7,6	20,7/20,5	41,9/41,6	58,3/58	71,3/71,1	81,9/81,6	90,5/90,2	67,6/97
	0,2	0,8/0,3	13,7/13,2	34,8/34,3	51,3/50,8	64,3/63,8	74,8/74,3	83,4/82,9	90,6/90
	0,4			20,8/19,8	37,2/36,2	50,2/49,2	60,8/59,8	69,4/68,4	76,5/73
	0,6			6,7/5,2	23,1/21,6	36,2/34,7	46,7/45,2	55,3/53,8	62,5/60
	0,8	Вводить ПТП нет необходимости				9,1/7,1	22,1/20,1	32,6/30,6	41,3/39,3
	1						8,1/5,6	18,6/16,1	27,2/24,7

* – Над чертой – величина ψ_Q при перекачке в зоне гидравлически гладких труб,
под чертой – в зоне смешанного трения.

Из таблицы 2 видно, что с увеличением W при равных χ :

- требуемые величины ψ_Q также возрастают;

- область применения ПТП расширяется.

Роль зоны трения турбулентного режима при этом оказывается только на численных значениях требуемого уменьшения коэффициента гидравлического сопротивления, но не на границах области возможного применения ПТП.

Вывод. С помощью противотурбулентных присадок возможно уменьшить протяженность лупингов при решении задачи увеличения производительности нефтепроводов.

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Ю.Г. Кузьминский¹, В.И. Вьюн²

¹ГНУ «Институт механики металлокомпозитных систем им. В.А. Белого
НАН Беларусь», Гомель, Беларусь,

²УО «Гомельский государственный
технологический университет им. П.О. Сухого», Гомель, Беларусь

Рассматривается метод прогноза энергопотребления. Представлена оценка текущего состояния параметров энергоэффективности технологического процесса РУП «Гомельтранснефть Дружба» и затрат на реализацию методов повышения энергоэффективности.

Прогноз энергопотребления, являющийся одной из задач управления технологическим процессом трубопроводного транспорта нефти на участке магистрального нефтепровода, должен давать экономические оценки влияния параметров.

Неизменными параметрами являются: расстояния, геодезические высоты, эквивалентные диаметры «чистых» трубопроводов, стоимость электроэнергии и присадок, среднестатистическая температура нефти.

В качестве влияющих параметров используются: интервал времени работы; производительность; отклонения диаметра и температуры; средние давления на границах участка; имеющиеся потери давления на станционной технологии и отклонения этого параметра; доля электроэнергии, потребляемой насосными агрегатами; средний КПД насосных агрегатов; предполагаемое перераспределение потоков по трубопроводам в сравнении с режимом гидравлически связанных трубопроводов; количество точек впрыска и концентрация противотурбулентных присадок.

Прогнозными показателями являются: суммарное потребление электроэнергии; стоимость и удельный расход электроэнергии; доля и стоимость потерь электроэнергии для каждого влияющего параметра. Это важно для планирования применения дорогостоящих противотурбулентных присадок, имеющих несколько полезных свойств: повышение производительности, снижение удельного энергопотребления, снижение давлений и повышение безопасности перекачки.

Исходные данные. Основой для разработки прогноза и сопоставления прогнозных и фактических параметров стали базы данных технологических систем, разработанных в ОДО Техносистемпроект для РУП «Гомельтранснефть Дружба» дополнительно к действующей АСУ ТП и а-системе учета

электроэнергии: суточных сводок товарно-транспортного отдела; результатов лабораторного анализа качества нефти нескольких субъектов хозяйствования; идентификации эквивалентных диаметров трубопроводов и характеристик насосных агрегатов.

Статистическая обработка результатов анализа качества нефти дала результаты, представленные в таблице 1. Приведенных данных достаточно для вычисления коэффициентов в известных формулах зависимости плотности и вязкости от температуры:

$$\rho(t) = \rho_{\min} - a(t - t_{\max});$$

$$\nu(t) = \nu_{\min} e^{b(t_{\max} - t)}.$$

Таблица 1

Параметры качества нефти за 2005 год

Параметр	Участок Унеча – Мозырь	Участок Мозырь – Адамово
Максимальная температура, °С	32,1	29,1
Минимальная плотность, кг/м ³	852,9	856,2
Минимальная вязкость, сСт	9,2	11,3
Средняя температура по данным на границах	21,3	17,9
Минимальная температура	11	6,7
Максимальная плотность	866,6	868,2
Максимальная вязкость	18	20,5
Максимальный перепад температур на границах	6,3	12
Минимальный перепад температур на границах	-6,8	1,4

Из приведенных данных видно, что базовым для прогноза может быть значение температуры 20 °С.

Типовая α-система учета электроэнергии концентрирует в базе данных информацию о расходах электроэнергии за каждые полчаса по фидерам, контролирующим поступление энергии по ЛЭП, отпуск ее сторонним потребителям и потребление каждого насосного агрегата. Нефтеперекачивающая станция имеет расходы энергии на собственные нужды в понижающих трансформаторах, приборах контроля параметров, системах защиты и регулирования, на охрану труда и т.д. Доля энергии, потребляемой насосными агрегатами, при снижении режимов перекачки уменьшается. Соотношение потребления насосных агрегатов и суммарного потребления по двум станциям за один месяц приведено на рисунке 1.

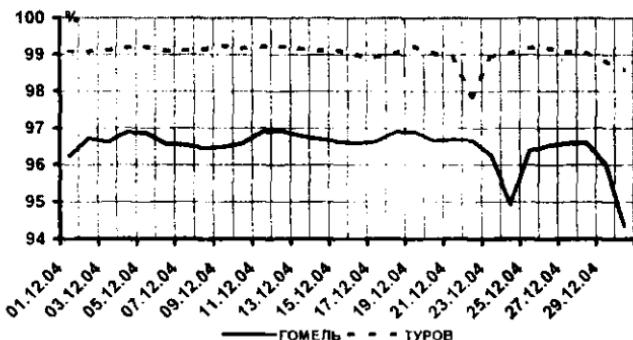


Рис. 1. Доля насосов в энергопотреблении двух НПС за месяц

Нефтеперекачивающая станция «Гомель» ведет подсобное хозяйство, имеет солидную базу аварийно-восстановительной службы, поэтому имеет более низкую долю энергопотребления насосов. Осредненное для предприятия значение доли насосов в энергопотреблении равно 97,7 %.

Входными данными подсистем идентификации характеристик насосных агрегатов и параметров НПС являются аналоговые и логические параметры из специальной базы корпоративной сети. В их число входят давления, объемные скорости потоков и температура нефти по данным ультразвуковых расходомеров, потребляемые мощности насосных агрегатов, полу часовые расходы активной и реактивной энергии по фидерам учета, состояния задвижек и перемычек.

Результирующими данными подсистемы (рис. 2 и 3), являются:

- расход электроэнергии по НПС за сутки и суммарная потребляемая мощность, доля насосных агрегатов в потребляемой электроэнергии, потери давления на каждой насосной;

- КПД каждой насосной, определяемых аналогично КПД насосных агрегатов, но на основании разницы давлений на камерах пуска и приема скребка:

$$\eta_{\%}^{nc} = 2,724 \frac{Q \cdot \Delta P_{exp}}{\Sigma N};$$

- для каждого насоса информация о потребляемой мощности (текущая, минимальная суточная, максимальная суточная), развиваемом давлении, объемной скорости потока, плотности нефти, коэффициенте мощности $\cos \phi$: параметры энергоэффективности каждого насосного агрегата

(текущее КПД и соотношение с паспортным, коэффициенты изменения мощностной и напорной характеристик насосного агрегата);

- для каждого насосного агрегата строятся графики паспортных и текущих характеристик.

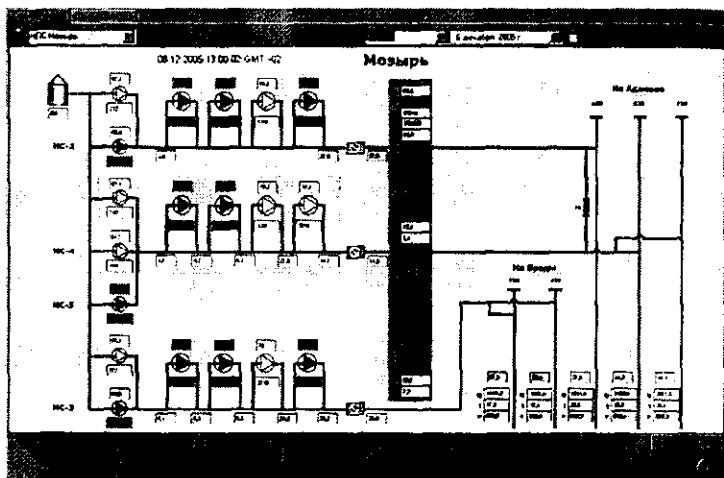


Рис. 2. Данные идентификации характеристик параметров НПС

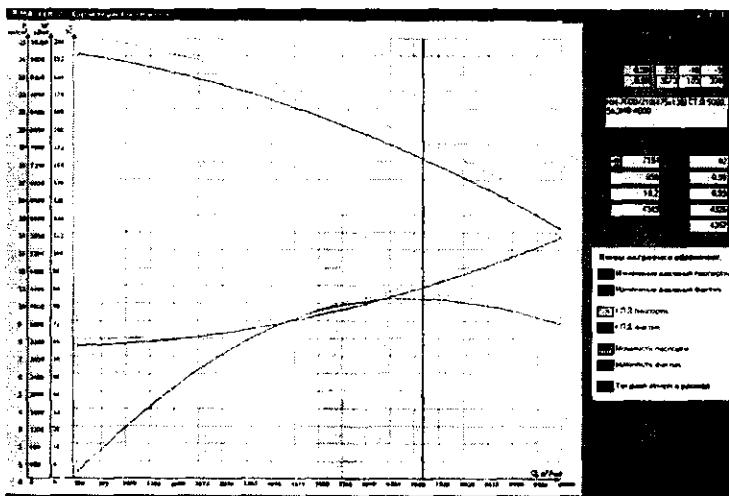


Рис. 3. Данные идентификации насосного агрегата

В таблице 2 приведены значения КПД насосных агрегатов, полученные с помощью программной системы идентификации характеристик насосных агрегатов [2]. Среднее значение КПД с учетом подачи насосов по предприятию составляет 74 %.

Таблица 2

Параметры насосных агрегатов

Насос	КПД	Насос	КПД
Гом ³ ₁	73,7	Моз ⁿ¹ ₂	66,5
Гом ⁴ ₁	75,6	Моз ⁴ ₂	69,4
Гом ² ₂	75,4	Моз ⁿ¹ ₄	61,6
Гом ⁴ ₂	78,4	Моз ⁿ² ₄	64,7
Заш ² ₁	69,8	Моз ³ ₄	78,3
Заш ¹ ₁	66,8	Моз ⁴ ₄	76,9
Заш ² ₂	82,0	Тур ² ₂	70,3
		Тур ³ ₂	75,5
		Тур ⁴ ₂	75,0
		Пин ¹ ₂	70,3
		Пин ² ₂	75,0
		Пин ³ ₂	78,2
		Коб ² ₂	74,5
		Коб ¹ ₂	75,7

Насосная станция	КПД станции, %	Потери давления, бар
Гомель-1	72,1	1,1
Гомель-2	73,6	1,5
Защебье-1	63,7	2,0
Защебье-2	67,8	3,2
Мозырь-2	66,5	0,0
Мозырь-4	72,4	2,4
Туров-2	67,6	3,1
Пинск-2	69,0	3,7
Кобрин-2	68,9	2,7

Идентификатор Заш²₁ обозначает насосный агрегат № 2 первой насосной НПС Защебье.

Станционные потери давления происходят на площадке скребков и в контуре САР. В таблице 2 приведена информация о параметрах эффективности насосных станций, полученная системой идентификации. На основании статобработки таких таблиц получены следующие данные для системы прогноза энергопотребления: средними значениями суммарных потерь давления на станциях являются 2 бара для участка Унеча – Мозырь и 6 бар – для участка Мозырь – Адамово.

Падение напора в насосных агрегатах в основном объясняются ростом гидравлических циклических потерь в щелевых уплотнениях.

За 10 000 часов работы, согласно таблице 3 [1], зазор увеличивается с 0,3 до 1,5 мм, при этом гидравлические потери насоса НМ-7000 растут с 75 до 580 м³/ч.

Таблица 3

Объемные потери в насосах

Тип насоса	Наработка агрегата, 10^3 ч	Величина зазора, мм	Объемные потери, $\text{м}^3/\text{ч}$	Потери КПД, %
НМ-2500		0,3	55	2,2
	2,5	0,4	80	3,2
	7,5	0,9	240	10
	10	1,5	435	17,5
НМ-3600		0,3	50	1,4
	2,5	0,4	80	2,2
	7,5	0,9	220	6
	10	1,5	410	11,5
НМ-7000		0,3	75	1,1
	2,5	0,4	110	1,5
	7,5	0,9	320	4,5
	10	1,5	580	8,5

Коэффициент роста зазора определяется по следующему алгоритму:

- по фактическим напору и подаче, коэффициентам квадратичной аппроксимации паспортной характеристики определяем гидравлические потери из уравнения:

$$h_{\phi\text{акт}} = a + b(q_{\phi\text{акт}} + \Delta q) + c(q_{\phi\text{акт}} + \Delta q)^2;$$

- по фактическим давлениям p_{∞} и p_{ω} , плотности $\rho(t)$, размерам колеса $d_1 - b - l$ и вычисленным гидравлическим потерям Δq определяем коэффициент роста зазора из уравнения:

$$k = \frac{\Delta q}{2\pi d_1 b \sqrt{\frac{1}{\sqrt{\frac{0,06l}{2b} + 1,5}} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^5 (p_{\omega} - p_{\infty})}{\rho(t)}}}}.$$

Так, например, при подаче $6900 \text{ м}^3/\text{ч}$ и снижении напора на 1 % от паспортного значения для НМ-7000*0,9 коэффициент роста зазора имеет значение 2,9, что соответствует наработке примерно в 7500 часов и гидравлическим потерям в $240 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Другой основной причиной снижения КПД насосного агрегата является его использования при подаче, отличающейся от номинала, что в условиях регулирования режимов перекачки комбинацией работающих насосов неизбежно.

Расчеты показывают, что увеличение температуры нефти на 4°C приводит к снижению кинематической вязкости нефти на 2 сСт, что для ре-

жимов перекачки (например, на участке Мозырь – Адамово) ведет к росту производительности на 1,3 %, росту энергопотребления на 0,5 % и снижению удельного расхода энергии на 1,0 %. Подогрев на НПС нефти на 1 °C требует 2900 кВт, что для промежуточных НПС участка составляет 26 % потребляемой мощности насосных агрегатов. Данный аргумент дает основания не считать тепловые потери в насосе неэффективным использованием электроэнергии.

На основании результатов системы идентификации эквивалентных диаметров [3], пример которых приведен в таблице 4 и на рисунке 4, с паспортными значениями эквивалентных диаметров для прогноза энергопотребления будут 1174 мм для двух ниток участка Унеча – Мозырь и 1076 мм – для трех ниток участка Мозырь – Адамово.

Таблица 4

Соотношение паспортных и идентифицированных диаметров (06.12.2005)

Параметр	Перегоны						
	106 Гомель	Гомель Зашебье	Зашебье Мозырь	Мозырь Туров	Туров Пинск	Пинск Кобрин	Кобрин 441
Паспортный D, мм	1174	1189	1176	1070	1073	1078	1070
Идентифицирован- ный D ₁ , мм	1166	1165	1155	1055	1061	1063	1065
Соотношение, %	99,3	98,0	98,2	98,6	98,9	98,6	99,5
Идентифицирован- ный D ₁ , мм	808	811	788	604	601	610	612
Идентифицирован- ный D ₂ , мм	983	980	983	783	806	798	786
Идентифицирован- ный D ₃ , мм				683	690	699	714

Существенное влияние на энергоэффективность оказывает процедура пропуска очистных устройств. В таблице 5 приведены сведения об изменениях идентифицированных эквивалентных диаметров; в таблице 6 – о средних данных об энергоэффективности за период пропуска очистных устройств.

Можно констатировать следующие факты:

- максимум эквивалентного диаметра в начале участка нефтепровода достигается в первые дни очистки. В конце участка – по прошествии нескольких дней после завершения очистки. Максимум разницы идентифицированных диаметров до и после процедуры очистки достигается в конце участка;
- снижение параметров энергоэффективности происходит только в первый день очистки. В остальные дни наблюдается рост энергоэффективно-

сти. В среднем в период пропуска очистных устройств идет рост производительности на 2 %, а рост удельного расхода электроэнергии только на 0,5 %;

- ежемесячное выполнение процедуры очистки не дает существенных изменений идентифицированных диаметров, в отличие от трехмесячной периодичности очистки.

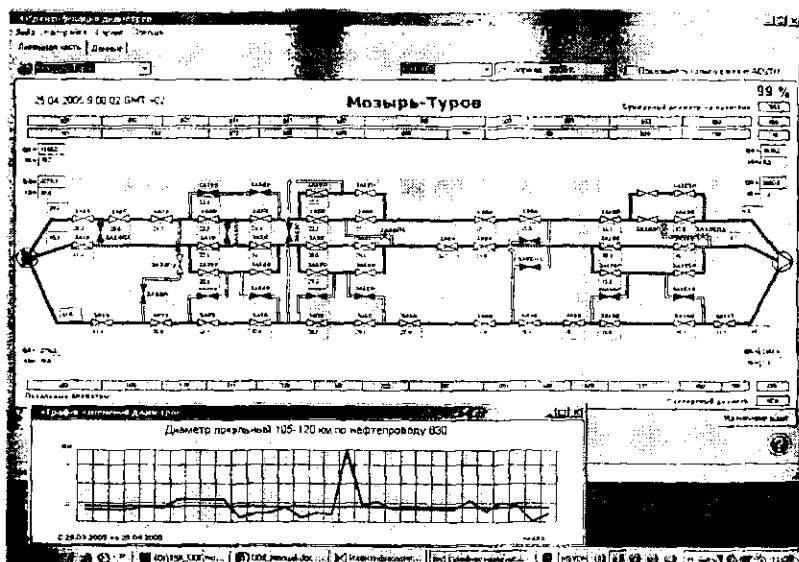


Рис. 4. Результаты идентификации диаметров

Таблица 5

Изменение диаметров участка Мозырь – Адамова Застава при очистке (мм)

Дата	Мозырь – Туров				Туров – Пинск				Кобрин – 441				
	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷²	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷³	Д ₆₃₀	Д ₈₂₀	Д ₇₂₀	Д _Σ ¹⁰⁷⁰	
04.02.2005	592	783	685	1041	578	774	661	1018	607	788	691	1052	
05.02.2005	594	785	688	1044	579	776	663	1021	608	791	693	1056	
06.02.2005	595	785	688	1044	585	783	669	1031	605	788	689	1051	
07.02.2005	594	786	688	1044	585	783	669	1030	603	785	688	1048	
08.02.2005	593	786	689	1045	586	784	670	1032	604	782	689	1048	
10.02.2005	592	785	686	1042	585	783	669	1030	596	774	679	1033	
11.02.2005	595	786	688	1045	585	783	669	1030	606	787	690	1051	
12.02.2005	596	786	688	1046	584	782	669	1029	605	785	688	1048	
13.02.2005	595	786	687	1045	584	782	669	1029	606	787	690	1051	
	Δd	4	3	3	5	6	10	8	14	12	17	14	23

Таблица 6

Сводные характеристики нескольких пропусков очистных устройств

Участок	Дата	Сопоставление с предыдущим равным периодом	
		Производительность, %	Удельный расход энергии, %
Унеча – Мозырь	25 – 26.01.2005	99,1	99,3
	10 – 11.02.2005	106,2	101,5
	10 – 11.03.2005	98,7	99,3
Мозырь – Адамово	10 – 14.01.2005	100,7	100,9
	21 – 25.01.2005	99,9	99,4
	04 – 08.02.2005	101,8	103,2
	18 – 22.02.2005	100,2	99,9
	03 – 07.03.2005	110,2	101,8
	Среднее	102,1	100,6

Фактические данные применения присадки FLO-XL на перегоне Гомель – Защебье участка магистрального трубопроводов Унеча – Мозырь нефтепровода «Дружба» с 03.12.2005 г. по 16.12.2005 г. представлены в таблице 7.

При применении противотурбулентных присадок для функционалов коэффициентов формулы Лейбензона [4] применялись зависимости коэффициентов от степени ламинаризации потока x , в прогнозных подходах интерпретируемой как линейно зависящей от концентрации $x = k_y \cdot y$:

$$\alpha(x) = 0,25 + x(1 - 0,75);$$

$$\beta(x) = \frac{0,2572(\text{Re}_2 - x \cdot (\text{Re}_2 - \text{Re}_1))^{\alpha(x)-0,25}}{4^{\alpha(x)} \pi^{2-\alpha(x)}},$$

и равенство потерь напора, вычисленных с применением модели присадок и идентифицированного эквивалентного диаметра:

$$\beta(x) \cdot \frac{q^{2-\alpha(x)} \nu^{\alpha(x)}}{d^{5-\alpha(x)}} = 0,0247 \frac{q^{2-0,25} \nu^{0,25}}{(k_d \cdot d)^{5-0,25}},$$

где $\text{Re}_2 = 3300$ – значение числа Рейнольдса на верхней границе зоны перехода от ламинарного к турбулентному течению; $\text{Re}_1 = 2300$ – значение на нижней границе переходной зоны; y – концентрация присадок, г/т; k_y – линейный множитель, идентифицируемый по фактическим данным; k_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра; d – паспортный диаметр.

Таблица 7

Данные применения присадки на перегоне Гомель – Защебье

Диаметр трубопровов, мм	Концентрация присадки, г/т	Производительность, %	Удельный расход электроэнергии, %	Эквивалентный диаметр трубопровода 159...233 км, мм	Идентификация эквивалентных диаметров перегонов после линейных пунктов, мм							
					159...181 км		188...205 км		205...210 км		210...215 км	
					1	2	3	4	5	6		
820	0	100	100	809	804	966	804	803	803	795		
1020	0			1004	995	1294	990	990	991	991		
820	4,3	100,4	99,9	$k_d = 106,7\%$ $x = 0,111$	863 106,3 0,104	854 101,0 0,016	976 107,4 0,121	863 104,3 0,071	838 104,4 0,073	838 104,4 0,096	841 105,8 0,096	
1020	5,3	101,4	99,4	1065 106,1 0,093	1074 107,9 0,119	1320 102,0 0,032	1048 105,9 0,09	1048 105,9 0,09	1043 105,2 0,079	1043 105,2 0,079	1043 105,2 0,079	
1020	5,3	101,5	99	1061 105,7 0,087	1065 107,0 0,106	1314 101,5 0,024	1045 105,6 0,085	1045 105,6 0,085	994 100,3 0,0	994 100,3 0,0	994 100,3 0,0	
1020	4,0	100,8	99,6	1054 105,0 0,076	1053 105,8 0,088	1283 99,1 0,0	1039 104,9 0,075	1039 104,9 0,075	1032 104,1 0,062	1032 104,1 0,062	1032 104,1 0,062	

Полученные результаты отражены на рисунке 5. В таблице 7 дополнительно приведены расчетные значения степени ламинаризации x .

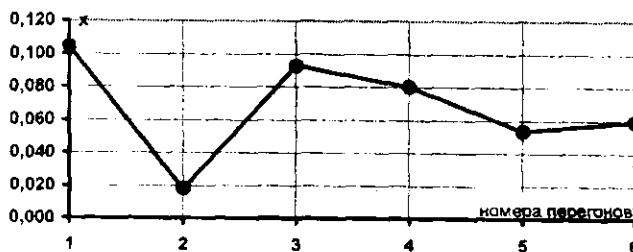


Рис. 5. Изменение степени ламинаризации в зависимости от расстояния до точки впрыска

Линейный характер зависимости степени ламинаризации потока от концентрации присадок применим в интервале концентраций от 0 до 30 г/т [5], дальнейшее увеличение концентрации не дает роста ламинаризации потока.

Из приведенных данных можно сделать следующие выводы:

- зависимость степени ламинаризации от расстояния от точки введения присадки является убывающей;

- степень ламинаризации резко снижается на резервных нитках и восстанавливается после них. Причиной этого факта, предположительно, может быть разрушение молекул присадки на повороте трубы в резервную нитку, вызывающее рост доли потока в основном трубопроводе. Требуется экспериментальное подтверждение гипотезы.

Прогноз. Основой для расчета энергопотребления является расширенная обобщенная формула Лейбензона, учитывающая применение присадок, граничные значения давлений, потери давления на станционной технологии, функциональные зависимости вязкости и плотности от температуры:

$$E = \frac{k_F G}{\eta_{AL} \eta_{собес} \eta_{HPC} \eta_d \eta_t \eta_T \eta_q} \left(k_m \beta \frac{v(t)^\alpha \left(\frac{G}{Tp(t)} \right)^{2-\alpha}}{d^{1-\alpha}} l + (h_K - h_H) + k_p \frac{\Delta p_{HPC} + p_K - p_H}{\rho(t)} \right),$$

где E – вычисляемое потребление электроэнергии, кВт·ч; G – планируемая производительность, т; T – длительность планируемого периода, сут; t – расчетная температура, °С; l – длина участка, км; d – расчетный эквивалентный диаметр системы трубопроводов участка, мм; $\rho(t)$ – плотность при расчетной температуре, кг/м³; $v(t)$ – расчетная вязкость, сСт; h_H и h_K – геодезические высоты в конце и начале участка, м; p_H и p_K – давления в начале и конце участка соответственно, бар; Δp_{HPC} – суммарные потери давления на НПС участка; k_F – масштабный множитель перевода произведения массы и напора, кВт·ч; k_m – масштабный множитель перевода исходных параметров в систему СИ; k_p – масштабный множитель перевода давления в напор; α и β – функциональны концентрации противотурбулентных присадок, характеризующие форму течения, равные 0,25 и 0,00247 соответственно при типичном турбулентном течении в трубах с гладкими стенками.

Влияющие параметры: η_{HPC} – коэффициент влияния отклонений потерь давления на НПС; η_t – коэффициент отклонений температуры; η_T – коэффициент изменения расчетного периода; η_d – коэффициент изменения эквивалентного диаметра. Несмотря на очевидную нелинейность влияния изменений этих параметров, в практически узкой зоне их изменения может быть использован линейный подход, позволяющий по фактическим дан-

ным определить коэффициент α линейной формулы для этих процентных коэффициентов:

$$\eta_{\text{пр}} \left(\frac{P}{P_0} \right) = 100 \left(1 + a \left(1 - \frac{P}{P_0} \right) \right).$$

Экономические параметры энергопотребления базируются на тарифе активной энергии (USD/kВт·ч) и стоимости присадок (от 8000 до 15000 USD/т).

Перераспределение потоков. Если на многониточном участке нефтепровода распределение потоков по трубопроводам будет отличаться от того, которое устанавливается в гидравлически связанным режиме их работы, то это ведет к дополнительным расходам энергии.

Формула расчета коэффициента влияния при перераспределении потоков по двум трубопроводам имеет вид:

$$\eta_q(k_l, k_{q1}, d_1, d_2) = \frac{100}{1 + \left[\frac{\frac{(1 - fq(d_1, d_2)k_{q1})^{3-\alpha}}{d_2^{3-\alpha}} + \frac{(fq(d_1, d_2)k_{q1})^{3-\alpha}}{d_1^{3-\alpha}}}{\frac{fq(d_1, d_2)^{2-\alpha}}{d_1^{5-\alpha}}} - 1 \right] k_l},$$

где k_l – доля протяженности участка с перераспределением потока; k_{q1} – коэффициент изменения потока по первому из двух трубопроводов; d_1 и d_2 – диаметры трубопроводов.

Функция определения доли стандартного распределения потока по первому из двух трубопроводов

$$fq(d_1, d_2) = \frac{1}{1 + \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^{2-\alpha}}.$$

Известные формулы определения эквивалентных диаметров лупинга и вставки позволяют распространить методику определения коэффициента влияния при перераспределении потоков на многониточные трубопроводы.

Результаты. Апробация и уточнение методики выполнялись по данным за 2006 год на участке Унеча – Мозырь, разделенном на 106 км между Брянским ОАО УМН «Дружба» и РУП «Гомельтранснефть Дружба», имеющих на своих частях по две НПС, и участке Мозырь – Адамово, практически полностью управляемом гомельским предприятием и включаю-

шем четыре НПС. Согласование режимов перекачки между двумя субъектами приводит к нестабильности режимов перекачки на восточном участке, в отличие от западного участка с более стабильными режимами. На головной ЛПДС Мозырь западного участка параллельная работа двух насосных на три нитки привела к перераспределению потоков на $\frac{1}{4}$ части нефтепровода. Приоткрытие входной перемычки на НПС «Гомель» восточного участка породило заметное перераспределение потоков на $\frac{1}{3}$ белорусской части нефтепровода.

Таблица 8

Исходные параметры прогноза

	Унеча – Мозырь	Мозырь – Адамово	
D	1,174	1,076	м
L	183	444	км
G	70000000	40000000	т
T	365	365	дни
t	20	20	град
h _{неч}	132	158	м
h _{кон}	158	165	м
ΔP _{НПС}	2	6	бар
P _{неч}	32	0,5	бар
P _{кон}	2	9	бар
η _{обст}	97,7	97,7	%
η _{МА}	75	75	%
Тариф	0,05	0,05	\$/кВт·ч
ρ	858,8	858,8	кг/м ³
v	13,2	13,2	сСт

Влияющие параметры прогноза

D _Δ	-0,007	-0,01	м	Поправки
T _Δ	-5	-9	дни	
t _Δ	1,3	-2,1	град	
ΔP _{НПС}	2	6	бар	
k _f	0,33	0,25		
k _{q1}	1,05	0,73		
d ₁	0,802	0,612	м	
d ₂	0,998	0,974	м	

Базовые значения

Таблица 9

Итоги прогноза энергопотребления

η _{обст}	97,7	97,7	%	Влияние поправок	0,122	0,217	Стоимость, млн \$
η _{НПС}	94,23	93,81	%		0,307	0,585	
η _т	95,80	96,40	%		0,224	0,341	
η _ф	101,71	98,79	%		-0,091	0,114	
η _д	95,03	96,34	%		0,265	0,346	
η _q	99,91	98,92	%		0,005	0,102	
E	106506034	188961551	кВт·ч				
Стоимость	5,325	9,448	млн \$				
A	8,31	10,64	кВт·ч/т·1000 км				

Из приведенных расчетов результатов прогноза для абстрактной производительности (табл. 9) и на основе базовых и влияющих параметров (табл. 8) можно сделать следующие выводы:

- базовые параметры задаются однократно и легко определяются. Для вычисления влияющих параметров требуется наличия систем сбора и обработки соответствующих данных;

- точность прогноза является достаточной для практических применений как в целях поиска источников экономии электроэнергии, так и в целях обоснования для надзорных органов затруднительности дальнейшей экономии;

- проводится экономическая оценка затрат на потери давления на НПС, расходов на обеспечение безопасности технологических режимов, отклонений от физических основ распределения потоков. Данна экономическая оценка «климатических» факторов;

- большое влияние на энергопотребление имеет поправка длительности планируемого периода (простон). Для концевых нефтепроводов (на НПЗ, от добывающих предприятий) характерен прерывистый режим перекачки, что ведет к необоснованным перерасходам электроэнергии;

- появилась экономическая основа управления периодичностью пропуска скребков. Проводившиеся исследования показали, что сама процедура пропуска скребка на протяженном участке нефтепровода не несет дополнительных энергетических затрат. Уже в самом процессе очистка наблюдается рост производительности и снижение удельного расхода энергии. Пропуск очистных устройств чаще, чем раз в месяц, не приводит к значительному увеличению эквивалентного диаметра.

В Гомельтранснефти присадки использовались в незначительной концентрации (5 г/т) только в случае длительных ремонтных работ на линейной части. Однако и в таких ситуациях система идентификации эквивалентного диаметра фиксировала заметный рост диаметра.

В таблице 10 приведены результаты прогноза применения присадок в рабочей концентрации 15 г/т на двух НПС западного участка с остановкой других двух НПС. При двукратном снижении энергопотребления и удельного расхода энергии стоимость перекачки возрастет примерно на 5 %. Но уже при тарифе 0,11 \$/кВт·ч снижение затрат составит почти 20 %. На основе такого прогноза облегчается выбор присадок по стоимостному фактору и обоснование возможности применения присадок.

В таблице 11 дана оценка затрат на снижение годового потребления электроэнергии в размере 6 % (1,8 млн USD). Доведение до предприятий плановых показателей снижения энергопотребления в случае трубопро-

водного транспорта имеет границы, переступить которые весьма затратное мероприятие.

Таблица 10

Применение присадок

Присадки $x = k_1(y)$				Статистика присадок 03-09.11.2004	
α	β	x	$y (\text{г/т})$	$y (\text{г/т})$	x
0,46845	0,13476	0,291	15	4,3	0,111
Цена		8000	\$/т	5,3	0,093
Кратность		2	раз	5,3	0,087
E		99921210	кВт·ч	4,0	0,076
Стоимость присадок		14.596	млн \$	Среднее	
		9,600	млн \$	4,7	0,092
				Re_1	2300
				Re_2	3300

Таблица 11

Требуемые изменения влияющих параметров

Параметр	Требуемое изменение	Затраты	Комментарий
Длительность периода	Добавить 8 дней для участка Унеча – Мозырь и 13,5 для участка Мозырь – Адамово к базовым 350 дням		Сокращение времени ремонтов. Снижение безопасности
Температура	Увеличить температуру на 5 °C для участка Унеча – Мозырь и на 10 для участка Мозырь – Адамово		Прогрев нефти на 4 °C требует роста на 27 % энергопотребления
КПД насосных агрегатов	Увеличение на 2,5 % для участка Унеча – Мозырь и на 4 для участка Мозырь – Адамово		Сокращение межремонтного периода насосных агрегатов до полугода
Потери давления на НПС	Снижение на 3,5 бар для участка Унеча – Мозырь и на 9 для участка Мозырь – Адамово		Базовые прогнозы значения равны 2 бар и 6 соответственно
Эквивалентный диаметр	Увеличение на 12 мм для участка Унеча – Мозырь и на 16 для участка Мозырь – Адамово	45,6 млн USD	Строительство лупингов диаметром 1020 мм длиной 12 и 45 км соответственно
Присадки	Концентрация 1 г/т на 2 и 4 НПС участков	2,8 млн USD	Рабочие концентрации от 5 до 20 г/т

Заключение. Представленная в статье методика прогноза энергопотребления с выделением оценок влияния на энергопотребление противотурбулентных присадок, перераспределения потоков, изменения длительности планируемого периода, эквивалентного диаметра, потерь давления на НПС, температуры, расходов энергии на собственные нужды НПС облегчает планирование применения присадок, очистных операций и других методов повышения энергоэффективности технологического процесса трубопроводного транспорта нефти.

Наиболее значительное отрицательное влияние на энергоэффективность на участке нефтепровода оказывают прости, потери давления на станционной технологии и уменьшение эквивалентного диаметра трубопроводов.

Производство присадок, близких по характеристикам к FLO-XL [5], позволит снизить их стоимость, что сделает применение присадок доступным средством, обеспечивающим одновременно рост производительности, снижение энергоемкости и повышение безопасности нефтеперекачки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций: РД 39-30-1209-84. – М., 1985.
2. Кузьминский, Ю.Г. Методы и средства контроля энергоэффективности трубопроводного транспорта нефти в реальном масштабе времени / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Выон, А.А. Костюченко // Вестн. ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2007. – № 2. – Ч. 1. Линейные параметры. – С. 81 – 90; Ч. 2. Станционные и системные параметры. – С. 91 – 100.
3. Кузьминский, Ю.Г. Идентификация эквивалентных диаметров магистральных трубопроводов / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Выон // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 87 – 89.
4. Кузьминский, Ю.Г. Определение параметров вязкого течения нефти при действии противотурбулентных присадок / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2006. – № 11. – С. 14 – 17.
5. Опыт применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах / Ф.Г. Гумеров [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы 5 междунар. науч.-техн. конф. – Новополоцк, 2006. – С. 120 – 124.

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В ТРУБОПРОВОДНОМ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

О.Ю. Володченкова

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина,
Москва, Россия

Рассматриваются теплоизоляционные материалы в трубопроводном строительстве. Представлена их классификация исходя из различных признаков. Показано, что применение современной теплоизоляции на нефтепроводах должно повысить их эффективность и надежность эксплуатации.

Основными характеристиками теплоизоляционных материалов являются их высокая пористость, малая средняя плотность и низкая теплопроводность.

Теплоизоляционные материалы классифицируются по следующим основным признакам:

- форма и внешний вид;
- структура;
- вид исходного сырья;
- средняя плотность;
- жесткость;
- теплопроводность;
- горючесть.

По форме и внешнему виду теплоизоляционные материалы подразделяются:

- на штучные изделия (плиты, блоки, кирпич, цилиндры, полуциилиндры, скорлупы, сегменты);
- рыхлые и сыпучие (вата, перлит, песок);
- рулонные и шнуровые (маты, шнуры, жгуты).

Отличие от многих других строительных материалов – марка теплоизоляционного материала отражает величину не прочности, а средней плотности, которая выражается в $\text{кг}/\text{м}^3$. Согласно этому показателю, теплоизоляционные материалы имеют следующие марки:

- особо низкой плотности (ОНП) 15, 25, 35, 50, 75;
- низкой плотности (НП) 100, 125, 150, 175;

- средней плотности (СП) 200, 250, 300, 350;
- плотные (ПЛ) 400, 450, 500.

Марка теплоизоляционного материала обозначает верхний предел его средней плотности. Например, изделия марки 100 могут иметь плотность, равную 75...100 кг/м³.

По структуре материалы бывают:

- волокнистые;
- зернистые;
- ячеистые.

По жесткости теплоизоляционные материалы подразделяются на следующие виды [1]:

- мягкие (М) – сжимаемость > 30 % (при удельной нагрузке 0,002 МПа);
- полужесткие (П) – сжимаемость < 30 % (при удельной нагрузке 0,002 МПа);
- жесткие (Ж) – сжимаемость до 6 % (при удельной нагрузке 0,002 МПа);
- повышенной жесткости (ПЖ) – сжимаемость до 10 % (при удельной нагрузке 0,04 МПа);
- повышенной твердости (Т) – сжимаемость до 10 % (при удельной нагрузке около 0,1 МПа);
- хорошо сопротивляющиеся нагрузкам.

По возгораемости теплоизоляционные материалы классифицируются на: несгораемые; трудносгораемые; горючие; трудновоспламеняющиеся.

По теплопроводности материалы и изделия относят к классам:

- А – низкой теплопроводности $1 < 0,06 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$;
- Б – средней теплопроводности $1 = 0,06\dots0,115 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$;
- В – повышенной теплопроводности $1 = 0,1\dots0,175 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$.

Наибольшее распространение при изоляции «горячих» магистральных трубопроводов в нашей стране и за рубежом получили пенополиуретаны (ППУ).

Пенополиуретан – это неплавкая термореактивная пластмасса, продукт сложных реакций, протекающих при смешивании простых и сложных полизифиров и изоцианатов в присутствии катализаторов, эмульгаторов, вспенивающих агентов с ярко выраженной ячеистой структурой. Только 3 % от объема утеплителя занимает твердая основа, образующая жесткий каркас. Такая кристаллическая структура придает вспененному полимеру значительную механическую прочность. Поры заполнены газом фторхлорметаном с низкой теплопроводностью, причем доля замкнутых пор достигает 90...95 %.

Пенополиуретан стоек к нефти и нефтепродуктам всех видов, надежно работает в интервале температур от -180°C до $+180^{\circ}\text{C}$, обладает высокими теплоизоляционными свойствами и механической прочностью, малой водо- и паропроницаемостью, повышенной адгезией к различным материалам.

Комплекс физико-механических (плотность – $40\ldots80 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплопроводность – $0,03\ldots0,04 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$; прочность – $0,3\ldots1,0 \text{ МПа}$) и технологических свойств пенополиуретана вместе с высокими эксплуатационными характеристиками позволяет говорить, что в течение нескольких десятков лет пенополиуретан является одним из наилучших материалов для теплоизоляции трубопроводов.

Нижний температурный предел, при котором возможно проведение работ по теплоизоляции для различных марок ППУ, составляет $0\ldots+5^{\circ}\text{C}$ /
 $+10\ldots+15^{\circ}\text{C}$. Толщина пенополиуретана определяется на основе теплотехнического расчета [2].

Срок службы пенополиуретана составляет $25\ldots30$ и более лет. Несмотря на высокую прочность и долговечность, покрытия необходимо защищать от воздействия ультрафиолетового излучения и атмосферной влаги. В качестве защитного покрытия можно использовать атмосферостойкие кремнийорганические эмали, перхлорвиниловую фасадную краску, и т.д. Пенополистирол, получаемый путем вспенивания полистирола с газообразователями, характеризуется низкой теплопроводностью ($0,03\ldots0,04 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$) и плотностью ($15\ldots40 \text{ кг}/\text{м}^3$). При этом прочность пенополистирола позволяет применять его в качестве конструктивного элемента, способного нести значительные нагрузки в течение длительного времени. Прочность на сжатие при 10% линейной деформации составляет для различных марок $65\ldots250 \text{ кПа}$.

Пенополистирол не гигроскопичен, диффузия водяного пара сквозь него пренебрежимо мала. Водопоглощение при погружении в воду на 7 дней составляет $0,5\ldots1,5\%$ от объема. Сорбционная влажность пенополистирола составляет $3\ldots6\%$ по массе.

Пенополистирол относится к горючим материалам, а потому его использование имеет ряд ограничений, связанных с требованиями пожарной безопасности.

Вспененный пенополистирол производится вспениванием полистирола (стиропора) и последующим спеканием вспененных частиц.

В настоящее время для теплоизоляции трубопроводов наибольшее распространение получили вспененные полимерные материалы:

- пенополиуретан (ППУ);
- пенополистирол (ППС);
- изделия из вспененного синтетического каучука, пенополиэтилена др.;
- изделия из минеральной ваты и стеклянного волокна;
- сферонаполненные материалы и изделия из них, пеностекло и др.

Для повышения качества теплоизоляционного покрытия трубопроводов тепловая изоляция на трубы наносится в заводских (базовых) условиях. В тех случаях, когда требуется теплоизолировать уже смонтированный участок трубопровода или произвести ремонт теплоизоляционного покрытия на трубопроводе, должны использоваться индустриальные технологии с максимальным применением элементов теплоизоляционного покрытия заводского изготовления.

Заключение. Применение современной теплоизоляции на нефтепроводах должно повысить их эффективность и надежность эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тепловая изоляция промышленных трубопроводов / Б.М. Шойхет [и др.] // Энергосбережение. – М., 2000. – № 5.
2. Евсеев, Л. Теплоизоляционные материалы / Л. Евсеев // Обустройство и ремонт. – М., 2003. – № 4. – С. 133.

5. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

УДК 665.73:669.015.91

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫБОРА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТЕЙ И БЕНЗИНОВ ОТ ИСПАРЕНИЯ

А.А. Коршак

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

Наличие разнообразных технических средств сокращения потерь бензинов от испарения предполагает процедуру выбора какого-либо из них в каждом конкретном случае. Данному вопросу посвящены работы [1 – 6].

По современным технологическим нормам США [1], выбор средств сокращения потерь жидких углеводородов также производится в зависимости от упругости паров (P_R):

- при $P_R < 100000$ Па используют резервуары обычной конструкции с дыхательными клапанами;
- при $P_R = 100000 \dots 760000$ Па – резервуары с плавающей крышей;
- при $P_R > 760000$ Па – системы улавливания легких фракций.

Однако такой подход является упрощенным, так как не учитывает стоимости применяемых технических средств.

В работах [2 – 4] в качестве критерия выбора средств сокращения потерь изначально использовалась величина суммарной стоимости хранения бензина в одном резервуаре. Однако в этих источниках много внимания уделено резервуарам и системам повышенного давления, которые в настоящее время не нашли применения; недостаточно подробно исследована граница областей использования pontонов и газоуравнительных систем ГУС; не изучена область рационального применения дисков-отражателей. Кроме того, в этих работах не учитывалось фактическое сокращение потерь при применении ГО, ГУС и pontонов.

В работе [5] предлагается осуществлять выбор средств сокращения потерь от испарения по величине достигаемого экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_\phi = (S_{\delta\delta} G_{\delta\delta} + S_{\nu\nu} G_{\nu\nu}) \cdot (\sigma_n + \sigma_\epsilon) - (E_n + \zeta_{on} + \zeta_{mp}) K, \quad (1)$$

где $S_{\delta\delta}$, $S_{\nu\nu}$ – достигаемое сокращение потерь соответственно от больших и малых «дыханий»; $G_{\delta\delta}$, $G_{\nu\nu}$ – годовые потери от них; σ_n – цена нефтепро-

дукта; σ_c – удельные капитальные вложения в сопряженные отрасли нефтяной промышленности (в нефтедобыче составляют 35,3 руб./т; в нефтетранспорте – 3,62; в нефтепереработке – 28,1; в транспорте нефтепродуктов – 3,62); E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; ζ_{av} , ζ_{mp} – доля отчислений соответственно на амортизацию и текущий ремонт; K – капитальные затраты, связанные с оборудованием резервуара средством сокращения потерь.

Для понтонов авторы [5] рекомендуют принимать $S_{60} = 0,8$ и $S_{w0} = 0,7$, что чаще всего не соответствует действительности [6]; для других средств сокращения рекомендации по выбору величин S_{60} и S_{w0} отсутствуют.

Недостатком формулы (1) является то, что она не может быть применена в случае, когда техническое средство сокращения потерь является энергопотребляющим, так как в ней отсутствует стоимость использованной электроэнергии.

В инструкции [7] в качестве критерия выбора средств сокращения потерь используется величина приведенных расходов (Π):

$$\Pi = \mathcal{E} + E_n K + E_{nc} \sigma_c G_n, \quad (2)$$

где \mathcal{E} – годовые эксплуатационные расходы, включающие: амортизационные отчисления, отчисления на текущий ремонт, затраты на хранение (освещение, вода, канализация и др.), зарплату с начислениями, стоимость тягаемых при испарении нефтепродуктов; K – затраты на сооружение резервуара с дополнительным оборудованием (ГУС, понтоны, плавающая крыша); E_{nc} – нормативный коэффициент эффективности сопряженных капитальных вложений; G_n – потери от испарения.

При расчетах авторами [7] были сделаны следующие допущения:

- понтоны сокращают потери от больших и малых «дыханий», а также от обратного выдоха на 70 %;
- плавающие крыши сокращают все виды потерь от испарения на 65 %;
- к газовой обвязке подключен эластичный газосборник, а коэффициент совпадения операций закачки-выкачки принят равным 0,2...0,9.

Результаты расчетов по формуле (2) представлены в виде 72 рисунков, изображающих зависимость удельных приведенных затрат на 1 м³ резервуарной емкости от коэффициента оборачиваемости для каждого из рассматриваемых технических средств, для резервуаров номинальным объемом от 100 до 30000 м³ и для всех климатических зон СССР.

Труд авторов [7] полностью обесценивается тем, что величины S_{n0} , S_{pk} и S_{GUS} приняты ими постоянными, независимо от коэффициента оборачиваемости и типоразмера резервуаров, которые существенно влияют на эффективность работы средств сокращения потерь.

Обшим недостатком формул (1), (2) является то, что они основаны на устаревших экономических представлениях.

В рыночных условиях в качестве критерия эффективности инвестиционных проектов сокращения потерь бензина от испарения используется величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД), рассчитываемая по формуле [8]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{P_t - Z_t}{(1+E)^t}, \quad (3)$$

где P_t – стоимостная оценка результатов осуществления проекта в t -м году; Z_t – стоимостная оценка полных затрат на осуществление проекта в t -м году; E – норма (ставка) дисконта; t_c – период службы проекта.

Результатом осуществления проекта в t -м году является сумма стоимости сэкономленного бензина, уменьшения платы за загрязнение окружающей среды, затрат в смежные области промышленности, а также отчислений на амортизацию и текущий ремонт. Следовательно

$$P_t = \sigma_n^* S_t G_n + \zeta_{am} K_{ct}, \quad (4)$$

где σ_n^* – обобщенная цена 1 тонны бензина; $\sigma_n^* = \sigma_n + \sigma_c + \sigma_{oc}$; σ_{oc} – плата за загрязнение окружающей среды, связанное с испарением 1 тонны бензина; S_t – достигаемое сокращение потерь от испарения в t -м году; G_n – годовые потери бензина от испарения до внедрения технического средства их сокращения; ζ_{am} – норматив амортизационных отчислений; K_{ct} – суммарные капиталовложения, произведенные в техническое средство сокращения потерь к t -му году.

Для произведения $S \cdot G_n$ выполняется очевидное условие:

$$S_t G_n = S_{60} G_{60} + S_{mp} G_{60},$$

где $G_n = G_{60} + G_{mp}$.

Полные затраты на осуществление проекта в t -м году складываются из произведенных в нем капитальных вложений K_t , отчислений на текущий ремонт и стоимости потребленной электроэнергии \mathcal{E}_t , т.е.

$$Z_t = K_t + \mathcal{E}_t + \zeta_{mp} K_{ct}. \quad (5)$$

С учетом (4), (5) формула (3) после деления обеих ее половин на $\sigma_n^* G_n$ принимает вид:

$$Ka^* = \sum_{t=0}^{t_c} \frac{S_t (1 - W_t / \sigma_n^*)}{(1+E)^t}, \quad (6)$$

где Ka^* – критерий выбора средств сокращения потерь, $Ka^* = \text{ЧДД}/(\sigma_n^* G_n)$; W_i – удельные затраты на сокращение потерь 1 т бензина, произведенного в i -м году.

$$W_i = \frac{1}{G_n S_i} [K_i + (-\zeta_{av} + \zeta_{mp}) K_{cr} + \mathcal{E}l_i].$$

Наилучшее техническое средство сокращения потерь должно обеспечивать наибольшую величину ЧДД. Соответственно и величина Ka – критерия для него – должна быть наибольшей.

Величины S_i и W_i вычисляются в зависимости от количества и типа резервуаров, оснащенных рассматриваемым средством сокращения потерь в i -м году. В частном случае, когда техническое средство сокращения потерь внедряется за 1 год, имеем:

- в 0-й год:

$$S_i = K_{cr} = \mathcal{E}l_i = 0; K_i = K;$$

- в последующие годы:

$$S_i = S; K_{cr} = K; \mathcal{E}l_i = \mathcal{E}l; K_i = 0.$$

Соответственно, формула (8) принимает вид:

$$Ka_1^* = 0 - \frac{K}{\sigma_n^* G_n} + \sum_{i=1}^{t_c} \frac{S - \frac{1}{\sigma_n^* G_n} [(-\zeta_{av} + \zeta_{mp}) K + \mathcal{E}l]}{(1+E)^i},$$

откуда после простых преобразований получаем:

$$Ka_1^* = S \left[\left(1 - \frac{\mathcal{E}l}{\sigma_n^*} \right) \sum_{i=1}^{t_c} \frac{1}{(1+E)^i} - \frac{k_{yo}}{\sigma_n^*} \right], \quad (7)$$

где S – сокращение потерь бензина, достигаемое в результате оснащения всех резервуаров рассматриваемым техническим средством; k_{yo} , $\mathcal{E}l$ – соответственно удельные капитальные затраты и эксплуатационные расходы на достижаемое в итоге сокращение потерь 1 т бензина:

$$k_{yo} = K/(SG_n);$$

$$\mathcal{E}l = [(-\zeta_{av} + \zeta_{mp}) K + \mathcal{E}l]/(SG_n);$$

где $\mathcal{E}l$ – годовые затраты электроэнергии на эксплуатацию рассматриваемого технического средства сокращения потерь.

Вычисляя в (9) сумму геометрической прогрессии, а также приводя его к одному году, окончательно находим:

$$Ka = \frac{Ka^*}{t_c} = \frac{S}{t_c} \left[\left(1 - \frac{\sigma_{yo}}{\sigma_n^*} \right) F(E) - \frac{k_{yo}}{\sigma_n^*} \right], \quad (8)$$

где $F(E)$ – функция, величина которой зависит от нормы дисконта:

$$F(E) = \frac{1}{E} \left[1 - \frac{1}{(1+E)^{t_c}} \right].$$

Для выполнения расчетов Ka – критерия по формуле (8) необходимо располагать данными о величинах S , W , σ_n^* и E .

Наиболее просто находятся значения σ_n^* и E . В первом случае достаточно знать оптовую цену бензина σ_n и текущий размер платы за загрязнение окружающей среды. Величина нормы дисконта E определяется [8] уровнем инфляции, ставкой рефинансирования Центробанка, а также рядом других факторов. В настоящее время величина E , как правило, равна 0,1...0,15.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эльтерман, В.М. Охрана воздушной среды на химических и нефтехимических предприятиях / В.М. Эльтерман. – М.: Химия, 1985. – 160 с.
2. Ашкинази, М.И. Об эффективности типовых резервуаров, включенных в газоулавлильную систему / М.И. Ашкинази, Ю.С. Васюта // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1963. – № 2. – С. 21 – 25.
3. Ашкинази, М.И. Сокращение потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов путем выбора экономичных систем стальных резервуаров / М.И. Ашкинази // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1965. – № 3. – С. 18 – 22.
4. Ашкинази, М.И. К вопросу модернизации резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов / М.И. Ашкинази, П.П. Шабанов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1969. – № 9. – С. 1 – 4.
5. Выбор технических средств для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров и транспортных емкостей / И.С. Бронштейн [и др.] // ТНТО ЦНИИТЭНефтехим. Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М., 1969. – 105 с.
6. Коршак, А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 144 с.

7. Временная инструкция по выбору различных типов резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов / В.Ф. Новоселов [и др.]. – Уфа: ОЛТТ УНИ, 1979. – 90 с.
8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М.: НПКВЦ «Геринвест», 1994. – 87 с.

УДК 622.692.284

ОБ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ЭЖЕКТОРНЫХ СИСТЕМ УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ

А.А. Коршак, С.Л. Щепин

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

Актуальная задача сокращения потерь бензинов от испарения (и соответственного уменьшения загрязнения окружающей среды) может быть решена разнообразными способами. Традиционно это делается с помощью дисков-отражателей, газовой обвязки и понтонов. Относительно новым средством сокращения потерь являются эжекторные системы улавливания легких фракций (УЛФ), представляющие собой насосно-эжекторную установку – НЭУ (совокупность насоса, жидкостно-газового эжектора, циркуляционной емкости и технологических трубопроводов), подключенную к газовой обвязке резервуаров.

Для обоснованного выбора средств сокращения потерь бензина от испарения нами предложен критерий вида:

$$Ka = \frac{Ka^*}{t_c} = \frac{S}{t_c} \cdot \left[\left(1 - \frac{\sigma_{yo}}{\sigma_{se}^*} \right) \cdot F(E) - \frac{k_{yo}}{\sigma_{se}^*} \right], \quad (1)$$

где $F(E)$ – функция, величина которой зависит от нормы дисконта

$$F(E) = \frac{1}{E} \cdot \left[1 - \frac{1}{(1+E)^c} \right]. \quad (2)$$

По своему физическому смыслу Ka -критерий представляет собой отношение чистого дисконтированного дохода к ущербу, который нанесли бы потери от испарения за оставшийся срок эксплуатации резервуаров.

Для расчета параметров, входящих в формулы (1), (2), были использованы рекомендации работ [1, 2]. Кроме того, в результате анализа литературы

турных источников и выполненных оценок были приняты следующие допущения:

- 1) капиталовложения в НЭУ (в ценах 1982 г.) составляют 11065 руб.;
- 2) к эжекторной системе УЛФ подключено 8 резервуаров;
- 3) мощность, потребляемая насосом, входящим в НЭУ, в условиях нефтебаз составляет 9,4 кВт, а в условиях магистральных нефтепродукто-проводов (МНПП) – 75 кВт;
- 4) продолжительность работы данного насоса в течение года составляет: на нефтебазах – 5040 ч/год, в условиях МНПП – 6600 ч/год.

Расчеты, выполненные при сделанных допущениях, охватывали резервуары вместимостью от 400 до 10000 м³, расположенные в резервуарных парках нефтебаз и МНПП, при различных нормах дисконта и остаточных сроках службы резервуаров. Часть из полученных результатов представлена на рисунках 1, 2.

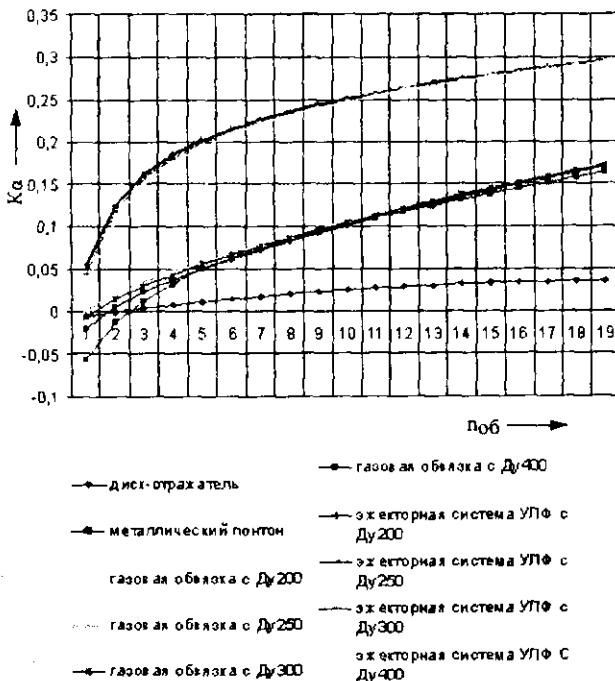


Рис. 1. Зависимость величины Ка-критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 1000 и нормы дисконта ($E = 0,10$, «Нефтебаза», $t_c = 20$ лет)

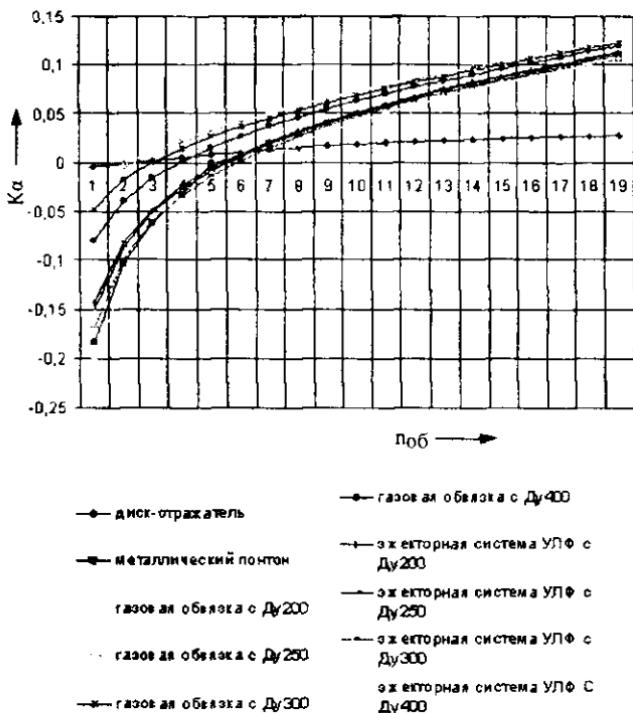


Рис. 2. Зависимость величины K_{α} -критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с бензином типа РВС 1000 и нормы дисконта ($E = 0,15$; «Нефтебаза»; $t_c = 20$ лет)

Из рисунков видно, что при увеличении коэффициента оборачиваемости величина K_{α} -критерия, как правило, также увеличивается (за исключением случая, когда $E = 0,05$): для дисков-отражателей – по линейному закону; для остальных средств – по степенной зависимости.

При сроке службы $t_c = 20$ лет и норме дисконта $E = 0,15$ в условиях нефтебаз, как правило, использование эжекторных систем УЛФ более предпочтительно, чем других технических средств сокращения потерь. Диски-отражатели способны конкурировать с ними только в условиях нефтебаз на резервуарах РВС 400 при коэффициентах оборачиваемости 8...12 1/год. При более низких $n_{\text{об}}$ применение всех средств сокращения потерь экономически нецелесообразно.

Такой характер изменения области применения дисков-отражателей объясняется следующим. Хотя эффективность дисков-отражателей при низких коэффициентах оборачиваемости очень мала, их стоимость также очень низка. В данной области относительно дорогостоящая эжекторная система УЛФ не может окупить себя сокращением потерь, а диски-отражатели с небольшой стоимостью, даже имея низкую эффективность, все равно дают экономический эффект. Следует, однако, отметить, что величина K_a -критерия для дисков-отражателей в данной области близка к нулю.

В условиях магистральных нефтепродуктопроводов картина сложнее. На резервуарах типа РВС с номинальной вместимостью до 1000 м³ включительно наилучшие технико-экономические показатели имеет газовая обвязка. На резервуарах РВС 2000 и РВС 3000 наиболее предпочтительно применение понтонов. На резервуаре РВС 5000 при коэффициентах оборачиваемости по 24 л/год включительно предпочтительнее использовать понтоны, а при $n_{об} \geq 26$ л/год – эжекторную систему УЛФ (хотя при больших диаметрах ГО она до $n_{об} \geq 28$ л/год может проигрывать понтонам). Наконец, на резервуарах номинальным объемом 10000 м³ и выше вне конкуренции эжекторная система УЛФ.

Уменьшение нормы дисконта до 0,05...0,1 (при $t_c = 20$ лет) и остаточного срока службы резервуаров до 5 или 10 лет (при $E = 0,15$) в условиях нефтебаз ведет к расширению области применения эжекторных систем УЛФ. В условиях резервуарных парков МНПП картина сложнее. Для резервуаров РВС 5000, например, уменьшение нормы дисконта до 0,05 или 0,1 (при $t_c = 20$ лет) приводит к некоторому сокращению области применения эжекторной системы УЛФ, а уменьшение остаточного срока службы до 5 или 10 лет (при $E = 0,15$) – к некоторому расширению.

При небольшой вместимости резервуаров и/или очень низких коэффициентах оборачиваемости применение большинства средств сокращения потерь бензина от испарения экономически нецелесообразно ($K_a < 0$).

Указанные закономерности обусловлены сложным влиянием на величину K_a -критерия сразу нескольких определяющих факторов: S , K_{ab} , \mathcal{E}_{ab} , t_c и E .

Сделанные выводы в отношении эффективности применения эжекторной системы УЛФ справедливы в случае, если к ней подключено 5 резервуаров с бензином. Если их будет меньше, то расширится область применения понтонов или газовой обвязки. При количестве подключенных резервуаров большем, чем 5 штук, эжекторная система УЛФ может стать вне конкуренции.

Приведенные выводы об области применения различных средств, сокращающих потери бензина из резервуаров, необходимо рассматривать как оценочные, так как, во-первых, они были получены при ряде упрощений.

щающих допущений, а во-вторых, в настоящее время цены на материалы и оборудование являются договорными. Поэтому по каждому конкретному объекту расчет величин *Ка*-критерия должен быть уточнен.

ЛИТЕРАТУРА

1. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И.Тугунов [и др.]. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.
2. Коршак, А.А. Об эффективности применения газовых обвязок / А.А. Коршак, С.Л. Щепин // Трубопроводный транспорт-2005: тез. докл. междунар. учеб.-науч.-практ. конф. – Уфа, 2005. – С. 178 – 179.

УДК 551.326.7/8.002.5:621.396.96

ОПЫТ МНОГОЛЕТНЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДПОВЕРХНОСТНОГО РАДИОЛОКАЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ (GPR) ДЛЯ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГРУНТОВ ПРИ УТЕЧКАХ ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Долгий, В.В. Маркуль
ООО «LatRosTrans», Даугавпилс, Латвия

Представлены многолетние (1999...2006 гг.) практические результаты применения технологии подповерхностного радиолокационного зондирования (GPR) для оценки электрофизических параметров загрязненных грунтов. Загрязнения вызваны утечкой нефтепродукта из трубопроводов или резервуарных парков. GPR-технология состоит из процедуры радиолокационного профилирования (РП) и снятия гидографов по методике общей глубинной точки (ОГТ).

Данные GPR позволили получить значения толщины слоев грунта и их относительных диэлектрических проницаемостей. Эти значения связывались со степенью загрязнения грунтов, которая заверялась измерениями толщины плавающего слоя нефтепродукта в наблюдаемых скважинах и его концентрацией в пробах грунта, взятых из этих же скважин. Такие процедуры повторялись на протяжении 8 лет с целью определить устойчивую времененную корреляцию данных GPR и данных заверяющего метода. Данные GPR позволили также производить мониторинг изменений степени загрязнения нефтепродуктами и обнаружить место утечки нефтепро-

дукта из трубопровода. Данные GPR, полученные в 2006 году на одном из обследуемых мест, показали увеличение степени загрязнения грунта по сравнению с 2005 годом с 2,8 до 49 % для разных наблюдательных скважин. Кроме того, установленные величины электрических параметров были использованы для оценки индекса экологического риска от загрязнения территорий, прилегающих к объектам транспортировки и хранения нефтепродукта.

Введение. В работе представлены многолетние (1999...2006 гг.) практические результаты применения технологии подповерхностного радиолокационного зондирования (GPR) для оценки электрофизических параметров загрязненных грунтов.

Применение методик GPR для оценки электрофизических параметров загрязненных грунтов в практическом плане разработано, на наш взгляд, еще недостаточно. Наиболее интересной из них является методика, представленная в [1]. Но она достаточна сложна, требует больших временных затрат на обработку данных и в большей степени пригодна для решения исследовательских задач. Мы предлагаем более простой перечень операций и уверены, что в ряде случаев он может быть использован как GPR экспресс-метод оценки степени загрязнения слоев грунта с гомогенной структурой. Кроме того, получаемые параметры используются для определения индекса экологического риска от загрязнения территорий, примыкающих к объектам транспортировки и хранения нефтепродукта

Методика и результаты оценки параметров загрязнения грунтов нефтепродуктом. Были исследованы 3 (три) участка, загрязненные нефтепродуктом. Первый участок (рис. 1) находился на расстоянии 150 м от предполагаемого источника загрязнения грунтов. Второй участок – в месте расположения предполагаемого источника загрязнения. Третий участок – это территория, примыкающая к магистральному трубопроводу, из которого произошла утечка. В рассматриваемых случаях технология GPR включает в себя известные процедуры: радиолокационное профилирование (РП) и снятие гидографов по методике общей глубинной точки (ОГТ). Обе процедуры выполнялись георадаром Зонд-12С с рабочей частотой 75 МГц.

Процедура РП (рис. 2) была выполнена для обнаружения аномальных подповерхностных зон в гомогенных структурах, а метод ОГТ – для оценки электрофизических параметров (относительная диэлектрическая проницаемость ϵ) загрязненных слоев грунта. При этом в ходе решения обратной (рис. 3, а, б) задачи GPR использовались как оптимизационный метод прямого исследования Нельдера – Мида, так и методика рекурсивного фильтра Калмана [2].

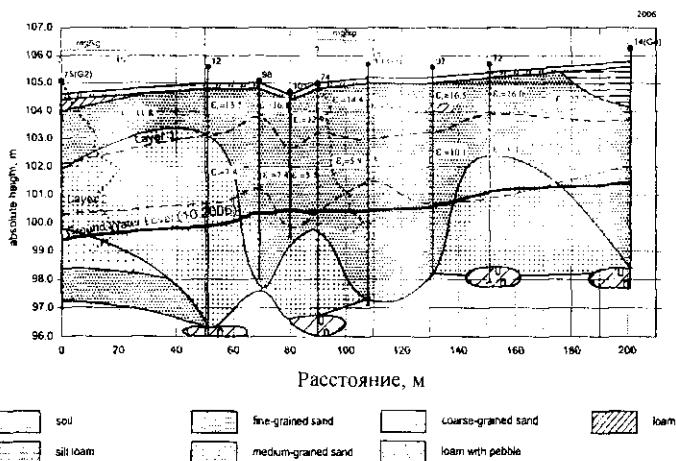


Рис. 1. Вид геологического разреза первого обследованного участка

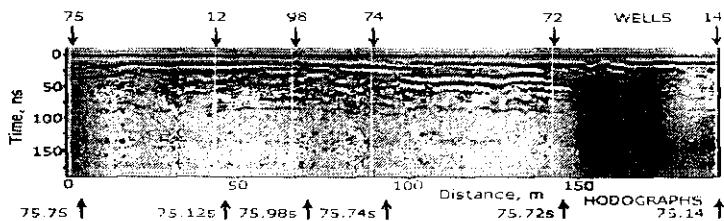


Рис. 2. Радиолокационный профиль на первом обследованном участке

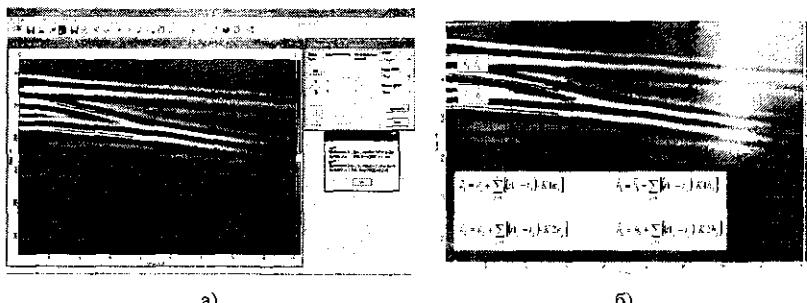


Рис. 3. Примеры определения диэлектрической проницаемости ϵ и толщины h слоев грунта, выполненных (а) оптимизационным методом Нельдера – Мида, и (б) согласно методике рекурсивного фильтра Калмана на первом обследованном участке

На основании полученных данных сопоставлены распределение диэлектрической проницаемости ϵ и толщины L слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах (скважины 14, 72, 97, 13, 74, 101, 98, 12, 75, рис. 4, 5), расположенных вдоль одного из GPR профилей (см. рис. 2) на первом обследуемом участке.

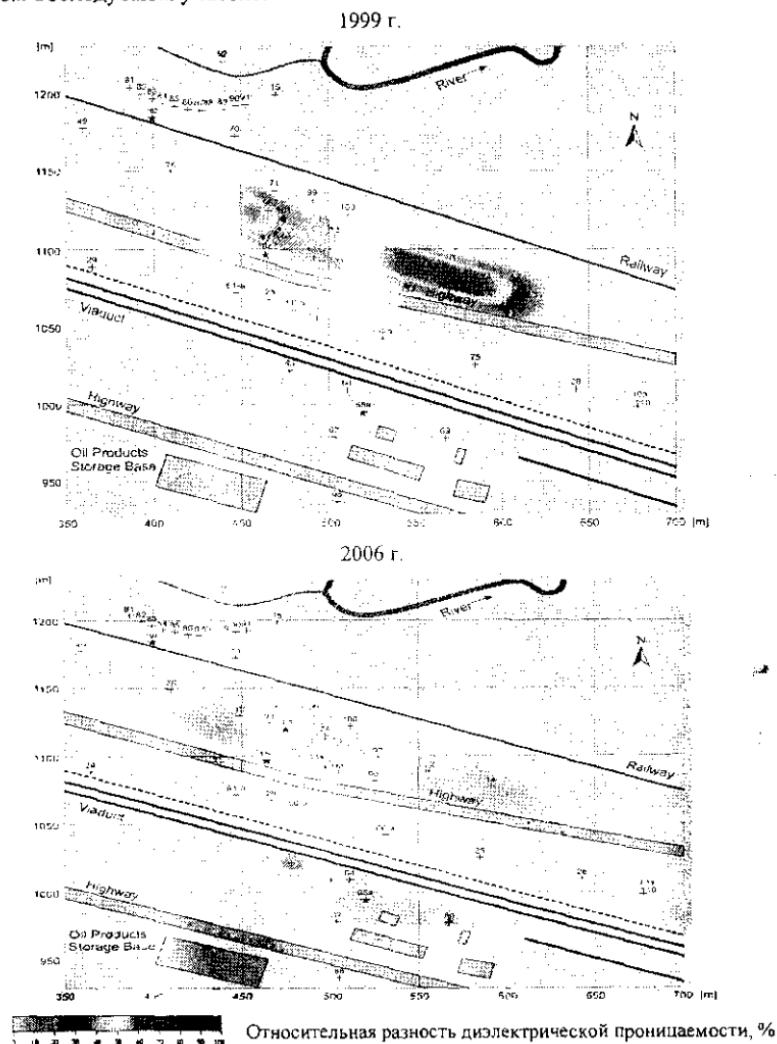


Рис. 4. Карты загрязнения слоев грунта, полученных методом применения GPR на первом и втором обследованных участках

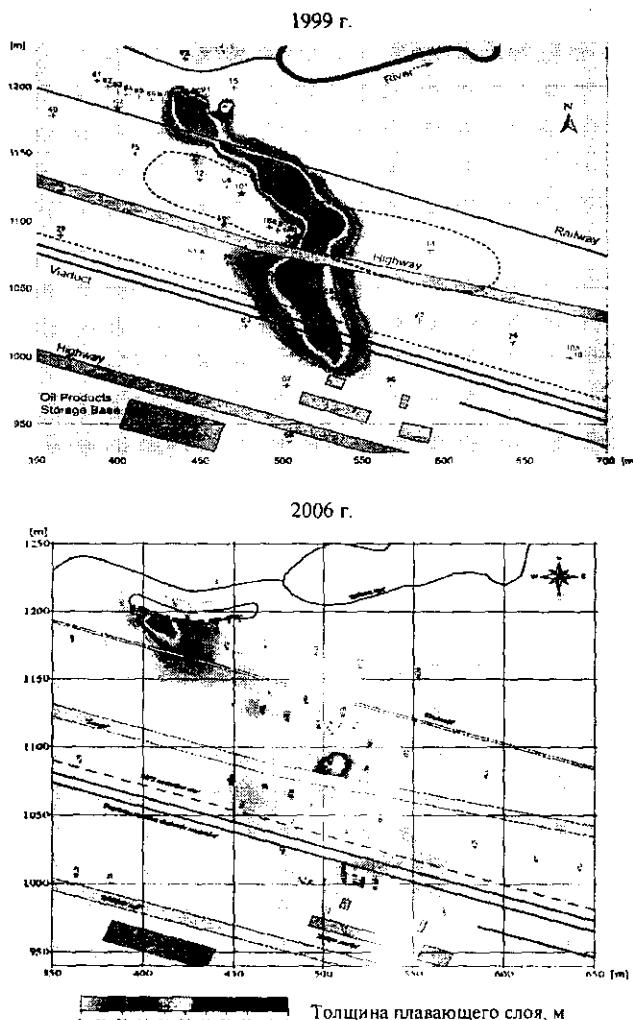


Рис. 5. Карты распределения толщины слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах на первом и втором обследованных участках

В сентябре 2006 года было получено минимальное значение ($\varepsilon = 3,9$) диэлектрической проницаемости для скважины 75, где наблюдалась минимальная толщина $L = 0,05$ м слоя плавающего нефтепродукта, а по GPR

профилю здесь отмечена наибольшая степень загрязнения грунта. По сравнению с 2005 годом она увеличилась соответственно по разным скважинам на 2,8...49 %.

Для наглядности данных мы предлагаем следующее. Наносить на план исследуемого участка карту (см. рис. 4) степени загрязнения в виде линий значений отношения $(\epsilon_2 - \epsilon_1)/\epsilon_1$, т.е. разницы диэлектрических проницаемостей нижнего и верхнего слоев $\epsilon_2 - \epsilon_1$ к проницаемости верхнего ϵ_1 [2].

На этот же план участка были нанесены карты (см. рис. 5) распределения толщины плавающего слоя нефтепродукта в наблюдаемых скважинах. Это позволило установить корреляцию во времени (1999...2006 гг.) GPR данных вдоль одного из профилей и толщины слоя плавающего нефтепродукта в наблюдаемых скважинах, а также зафиксировать чувствительность GPR данных к природоохранным мероприятиям (см. рис. 4, 5). Кроме того, показаны более широкие возможности технологии GPR для оценки степени загрязнения по сравнению со скважинными наблюдениями плавающего слоя нефтепродуктов в упомянутых выше скважинах. Они проявляются особенно в тех случаях, когда в наблюдаемых скважинах отсутствует плавающий слой нефтепродукта, а по результатам GPR оценки степень загрязнения грунта высокая. Это подтверждается и оценкой концентрации нефтепродукта в пробах грунта, взятых из скважины 75. В результате область загрязнения, построенная по GPR данным, более широкая (см. рис. 4), чем соответствующая область, построенная по данным наблюдаемых скважин.

На втором исследуемом участке – в районе скважин 63, 64, 65а, 69а – (см. рис. 4, 5) упомянутые процедуры также подтверждают наличие корреляции значений относительной диэлектрической проницаемости и данных, полученных путем мониторинговых наблюдений скважин осенью 2004, 2005 и 2006 годов.

Полученные GPR данные позволили обнаружить место утечки нефтепродукта из подземного трубопровода на этом участке. В результате этого степень загрязнения грунта уменьшился на 10 % осенью 2005 года по сравнению с 2004-м.

На третьем исследуемом участке – в районе скважин А-27, А-4, А-5, А-6, А-7, А-8, А-31, А-32, А-33, А-34, А-35 (рис. 6) – также подтвердилось наличие корреляции значений относительной диэлектрической проницаемости (рис. 7) и данных, полученных путем мониторинговых наблюдений скважин (рис. 8) осенью 2006 года.

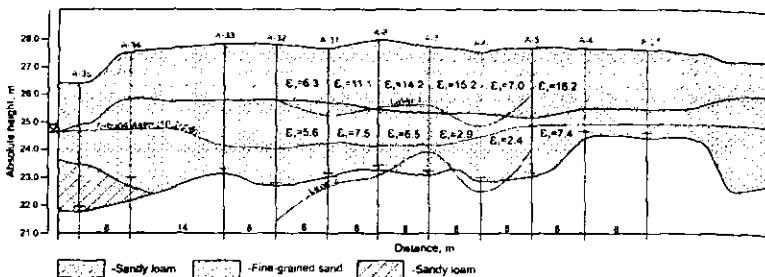
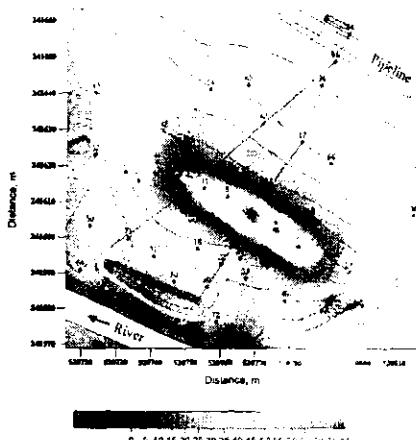
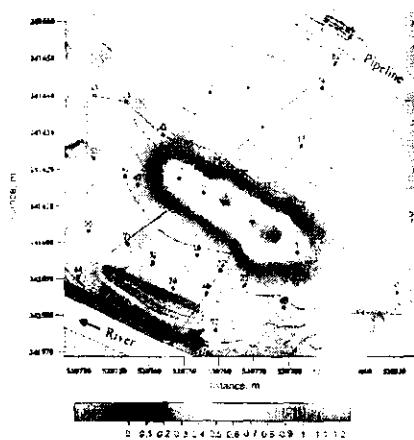


Рис. 6. Вид геологического разреза третьего обследованного участка (2006)



Относительная разность
дизэлектрической проницаемости, %

Рис. 7. Карта загрязнения слоев грунта,
полученная методом применения GPR
на третьем обследованном участке



Толщина плавающего слоя, м

Рис. 8. Карта распределения толщины
слоя плавающего нефтепродукта
в наблюдаемых скважинах
на третьем обследованном участке

Выводы. Сравнение результатов, полученных из наблюдаемых скважин и зафиксированных методом применения GPR, показывает, что рассматриваемый количественный параметр (в виде значений относительного изменения дизэлектрической проницаемости) адекватно отражает степень загрязнения слоев грунта для участков со структурой, похожей на исследуемую. Анализ GPR данных, полученных для различных периодов времени, показывает достаточную для практического применения доверительность и чувствительность значений относительного изменения дизэлек-

трической проницаемости к природоохранным мероприятиям. Применение данного параметра позволяет вести наблюдение за изменениями степени загрязнения нефтепродуктами грунта, использовать их для определения индекса экологического риска и планировать соответствующие мероприятия по охране окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Deeds, J. Characterization of an aquitard and direct detection of LNAPL at Hill Air Force Base using GPR AVO and migration velocity analyses / J. Deeds, J. Bradford // The 9th International Conference on Ground Penetrating Radar, Proceedings, 2002. – P. 323 – 329.
2. Dolgiy, A. Optimal Radius Estimation for Subsurface Pipes Detected by Ground Penetrating Radar / A. Dolgiy, And. Dolgiy, V. Zolotarev // 11th International Conference on Ground Penetrating Radar, June 19 – 22, 2006, Columbus Ohio. USA, 2006.
3. Long-Term Application of GPR Technique for Estimation of Ground Contamination Degree / A. Dolgiy [et al.] // 12th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, Expanded Abstract, Session: P021, 2006.

УДК 502.51

ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ В СЛОЖНЫХ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (ОПЫТ АВАРИИ НА МНПП «УНЕЧА – ПОЛОЦК»)

**В.К. Липский¹, Д.П. Комаровский¹, Л.М. Спиридёнок¹,
А.И. Сераков², О.В. Киселёв²**

¹УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь,

²ЧУП «Запад-Транснефтепродукт», Мозырь, Беларусь

Особенностью аварийных залповых сбросов нефтепродуктов при попадании их в водные объекты является масштабность негативного воздействия на природную среду. Для уменьшения негативных последствий аварийных разливов нефти в трубопроводных организациях разработаны планы ликвидации аварий (ПЛА). План ликвидации аварий представляет собой комплекс мероприятий, направленных на введение в действие существ-

вующей на предприятии трубопроводного транспорта организационно-технической системы по защите объектов окружающей среды при аварийных разливах нефти, минимизации и ликвидации экологических последствий аварии. Такая организационно-техническая система включает в себя спектр организационных мероприятий, апробированных и отработанных технологических приемов и специального оборудования, обеспечивающих защиту компонентов природной среды при аварийных разливах нефтепродуктов.

Однако, как показала авария, произошедшая в марте 2007 года на нефтепродуктотрассе «Унеча – Полоцк» (362 км) ЧУП «Запад-Транснефтепродукт», вблизи д. Быщево (Бешенковичский р-н, Витебская обл.), разработанный комплекс организационно-технических мероприятий не всегда обеспечивает высокую эффективность принятых мер при ликвидации последствий аварийного разлива нефтепродукта.

Рассмотрим произошедшую аварию более подробно с позиции ее развития и ликвидации экологических последствий.

При разгерметизации нефтепродуктотрассы произошел вылив 224 тонны дизельного топлива.

От места разгерметизации разлившийся нефтепродукт перемещался по пашне 250 м и попал в мелиоративный канал (рис. 1).

По мелиоративному каналу нефтепродукт переместился 490 м до ручья, который примыкает к мелиоративному каналу и далее по ручью 880 м до впадения ручья в р. Улла.

Река Улла – приток первого порядка р. Зап. Двина. Река Зап. Двина является трансграничным водотоком и пересекает границу Беларусь с Латвией.

По течению р. Улла нефтепродукт распространился на 25 км до впадения р. Улла в Зап. Двину (рис. 2). Далее, по течению р. Зап. Двина, нефтепродукт переместился на 155 км и перешел на территорию Латвии.

Рис. 1. Развитие аварии, произошедшей на МНПП «Унеча – Полоцк»

Следует отметить, что авария произошла в пик паводка на р. Улла и р. Зап. Двина. Поверхностные скорости течения в р. Улла составили 1,5...1,8 м/с, в р. Зап. Двина доходили до 2 м/с.



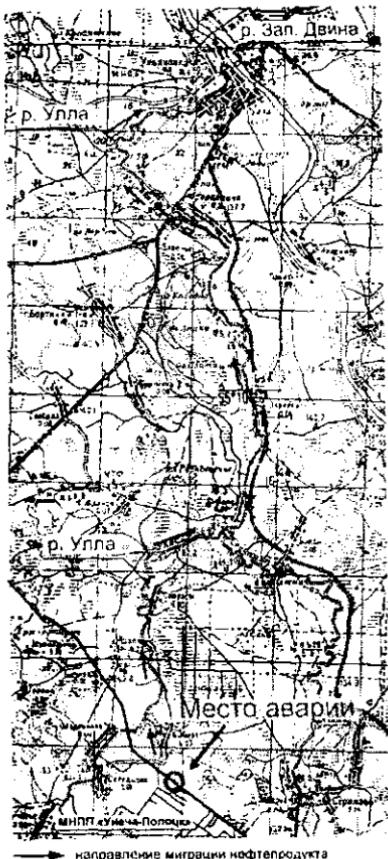


Рис. 2. Распространение нефтепродукта по р. Улла

Из 224 тонн вылившегося нефтепродукта в воду попало 75 тонн, на грунт – 149 тонн.

При ликвидации экологических последствий произошедшей аварии особые трудности возникли при удержании и сборе нефтепродукта на р. Улла и р. Зап. Двина. Эти трудности проявились в виде низкой удерживающей способности боновых заграждений и низкой сорбционной способности сорбентов.

На наш взгляд, это вызвано следующими причинами:

- 1) высокими скоростями потока воды;
- 2) минимальной толщиной пленки нефтепродукта;
- 3) низким значением вязкости нефтепродукта;
- 4) присутствием в нефтепродукте высокомолекулярной противотурбулентной присадки.

Опыт проведения послеаварийных работ на рассматриваемой аварии и их результативность, позволяют сделать вывод о том, что необходимо создание новых технических средств, способных обеспечивать эффективность проведения послеаварийных работ в

сложных метеорологических условиях как на этапе локализации слоя нефтепродукта, так и на этапе его сбора.

Локализация слоя нефти на поверхности водотока при больших скоростях течений является сложной задачей, которая не может быть решена путём применения традиционных способов, основанных на использовании существующих конструкций боновых заграждений.

Верхняя граница диапазона скоростей, в котором возможна эффективная работа существующих боновых заграждений, имеет ограничения, обусловленные характером гидродинамических процессов, протекающих

при взаимодействии бонна с потоком воды и слоем нефтепродуктов на его свободной поверхности. Это со всей очевидностью проявилось в процессе проведения работ по ликвидации последствий рассматриваемой аварии.

В свою очередь, невозможность в условиях высоких скоростей потока обеспечить локализацию разлившихся нефтепродуктов перед боновым заграждением, т.е. их удержание и накопление, не позволяет осуществлять их сбор нефтеуборочными устройствами.

Крайне незэффективным при ликвидации последствий аварий оказалось также применение всех типов использованных сорбентов. Причину низкой эффективности работы сорбентов должны установить их разработчики, но на первый взгляд можно сделать предположение, что она состоит в том, что разлившийся нефтепродукт в условиях высоких скоростей потока распределялся по свободной поверхности в виде очень тонкой пленки, толщина которой соответствовала появлению на ней цвета «побежалости». Возможно, в этих условиях физико-химические механизмы взаимодействия нефтепродуктов, воды и материала сорбента не обеспечивали ожидаемую эффективность удержания нефтепродуктов. Возможно также, что негативную роль в обеспечении эффективности работы сорбента сыграло присутствие в нефтепродукте высокомолекулярного вещества, используемого в качестве противотурбулентной присадки.

Таким образом, опыт ликвидации последствий рассматриваемой аварии показал, что необходимо создание новых технических средств локализации и сбора разлившихся нефтепродуктов в сложных метеорологических условиях. К ним в первую очередь относятся паводки, а также наличие на водных объектах ледяного покрова различной толщины и ледоходов.

Если говорить о создании технических средств для ликвидации разливов нефтепродуктов в период паводков (высокие скорости потока), то возникает необходимость в разработке новых моделей удерживающих бонов и нефтеуборочных снарядов, обеспечивающих эффективную локализацию и сбор разлитых нефтепродуктов при высоких скоростях. Одним из вариантов такого оборудования является создание технического средства, в котором были бы объединены функции локализации и сбора нефтепродуктов.

В общем принцип работы такого снаряда, эффективность которого могла бы обеспечиваться за счёт использования высоких скоростей потока, понятен. Однако созданию промышленного образца такого снаряда должны предшествовать серьезные НИОКР и опытно-промышленные проверки, что потребует привлечения определённых ресурсов и затрат времени.

Аналогичным образом обстоят дела с созданием новых образцов сорбентов, способных работать с тонкими пленками разлившихся нефте-

продуктов. Созданию таких сорбентов должны предшествовать физико-химические НИР по изучению механизмов взаимодействия тонкой пленки нефтепродукта, содержащего противотурбулентную присадку с материалом сорбента.

В целом решение задачи по созданию технических средств, направленных на минимизацию и ликвидацию экологических последствий загрязнения водных объектов в условиях паводка (а также в зимних условиях) требует длительных и дорогостоящих научных исследований.

В условиях рисков высоких экологических опасностей, возникающих при аварийных разливах нефтепродуктов в сложных метеорологических условиях и отсутствия специальных технических средств, усиливается роль превентивных мероприятий при защите водных объектов в случае угрозы их загрязнения нефтепродуктами.

Если стратегической задачей защиты водных объектов при авариях на нефтепропортузах является повышение их надёжности, которое направлено на снижение аварийности трубопроводов, то тактической задачей проведения работ на послеаварийной стадии при авариях на подземных участках трубопроводов является предотвращение попадания нефтепродуктов в водные объекты путём локализации их на стадии миграции по поверхности земли.

Решение этой задачи возможно только с применением превентивных мер, включающих сооружение вдоль трассы трубопровода стационарных сооружений, которые являются искусственными преградами для свободного перемещения разлившегося нефтепродукта по поверхности земли и тем самым предотвращают попадание загрязнения в водный объект. Стационарные сооружения представляют собой дамбы, обваловки, котлованы, траншеи и т.п.

Применение превентивных мер сопряжено с определенными особенностями, связанными с тем, что магистральные нефтепропортузы (МНПП) представляют собой линейно-протяженные сооружения, проходящие по территории различных природных объектов.

Авария на МНПП возможна в любой его точке с различной долей вероятности. Однако сооружение вдоль всей трассы МНПП обваловки, траншеи или других сооружений, относящихся к превентивным мероприятиям, является нецелесообразным по целому ряду факторов. Поэтому выбор участка МНПП, защищаемого каким-либо сооружением, должен определяться величиной ожидаемого экологического ущерба, нанесенного природному объекту, при возможной аварии на данном участке МНПП.

Экологический ущерб, его масштаб и связанная с ним величина экономического ущерба, выраженная в денежной форме, определяется большим количеством разнообразных факторов. Вот некоторые из них:

- 1) вид природного объекта (воды, почва, атмосфера);
- 2) гидрологические характеристики водного объекта;
- 3) категория водного объекта;
- 4) характеристика рельефа;
- 5) характеристика почвенного покрова;
- 6) характеристика флоры и фауны;
- 7) категория охраняемых территорий;
- 8) искусственные сооружения и т.д.

Большинство факторов имеют географическую (территориальную) привязку, т.е. характеризуют определенную географическую территорию природного объекта, по которому проходит участок нефтепродуктопровода. В зависимости от сочетания этих и многих других факторов можно судить о величине экологического ущерба, который может быть нанесен данной территории природного объекта.

Аварии на одном и том же трубопроводе, с одинаковыми техническими характеристиками, с равным объемом вылившегося нефтепродукта, произошедшие в разных точках трассы, могут иметь различные экологические последствия. Эти последствия определяются сочетанием факторов, характеризующих территорию природного объекта, на котором произошла авария.

Следовательно, участки МНПП, которые проходят по территории разных природных объектов (лес, болото, подводный переход через русло реки и т.д.) имеют разную степень опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов. Поэтому, прежде всего, превентивные мероприятия необходимо организовывать на тех участках МНПП, которые имеют высокую степень опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов.

Выявление таких участков происходит в процессе ранжирования МНПП на участки по степени опасности при картографическом обследовании трассы МНПП.

Специалисты кафедры трубопроводного транспорта Погоцкого государственного университета разработали категории участков МНПП по степени опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов (таблица).

Для разработки категорий участков по степени опасности были выделены три природных объекта: водные объекты, земли и болота. Наиболее опасные участки первой категории.

Картографическое обследование трасс проводится с целью ранжирования трассы МНПП на участки по степени опасности согласно таблице. Картографическое обследование трасс МНПП проводится по топографическим картам масштаба 1:10 000.

Границы участка определяются таким образом, что при аварии в любой точке участка пути миграции, траектории, нефтепродукта совпадают или проходят параллельно по одной и той же территории (территориям) местности.

**Категории участков МНПП
по степени опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов**

Категория участка МНПП по степени опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов	Наименование природного объекта	Характерные признаки аварии	
		1	2
Участок МНПП первой категории	Водные объекты	3	<p>Аварии, сопровождающиеся одним из следующих событий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разлив нефтепродукта в водный объект (авария на подводном переходе нефтепродуктопровода), находящийся на особо охраняемых природных территориях и/или имеющих трансграничный перенос воды; - разлив нефтепродукта и его перемещение по поверхности земли в сторону водного объекта, с возможным его загрязнением, находящегося на особо охраняемых природных территориях и/или имеющих трансграничный перенос воды; - разлив нефтепродукта в пределах 500 м от водного объекта и его перемещение по поверхности земли в сторону водного объекта с возможным его загрязнением
	Земли	4	<p>Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов на земли, находящиеся на особо охраняемых природных территориях.</p>
	Болота	5	<p>Аварии, сопровождающиеся разливом и попаданием нефтепродуктов в болото, гидрологически связанное с водным объектом или находящееся на особо охраняемых природных территориях. Распространение загрязнения может происходить не только по болоту, но и по водному объекту, находящемуся на территории болота или вытекающему из него.</p>

Окончание таблицы

1	2	3
Участок МНПЛ второй категории	Водные объекты	Аварии, сопровождающиеся одним из следующих событий: <ul style="list-style-type: none"> - разлив нефтепродукта в водный объект (авария на подводном переходе нефтепродуктопровода), не находящийся на особо охраняемых природных территориях и не имеющих трансграничный перенос воды; - разлив нефтепродукта на расстоянии более 500 м от водного объекта и его перемещение по поверхности земли в сторону водного объекта, с возможным его загрязнением, не находящегося на особо охраняемых природных территориях и не имеющего трансграничный перенос воды
	Земли	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов на земли, не находящиеся на особо охраняемых природных территориях, и связанные с перемещением загрязнения (по поверхности земли)
Участок МНПЛ третей категории	Болота	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов в болото, (по ландшафтному признаку – лощина, сточная котлована, седловина), с явно выраженным стоком и не находящееся в заповедной зоне
	Земли	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов на земли, являющиеся естественным локализатором разлившегося продукта и не находящиеся на особо охраняемых природных территориях
	Болота	Аварии, сопровождающиеся разливом нефтепродуктов в болото (по ландшафтному признаку – замкнутая котловина), являющиеся естественным локализатором разлившегося продукта и не находящееся в заповедной зоне

Определение пути миграции нефтепродуктов позволяет выявить, какие природные объекты подвергаются загрязнению и установить категорию участка по степени его опасности загрязнения нефтепродуктом природных объектов согласно представленной таблице.

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПАСНОСТИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЯХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина

УО «Полоцкий государственный университет», Новополоцк, Беларусь

Магистральные нефте- и продуктопроводы (МНП) являются опасными производственными объектами [1]. Основные последствия аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах (АМНП) проявляются в экологической сфере, а наиболее тяжёлые ЭП связаны с загрязнением водных объектов (ВО) [1]. Формы выражения экологических последствий (ЭП) очень многообразны, трудно поддаются изучению и количественному представлению в обобщённом виде, хотя для прогнозирования и планирования деятельности по минимизации ЭП при АМНП необходима именно количественная обобщённая форма их представления.

Для конкретной аварии (реальной или возможной) в качестве обобщённой количественной оценки экологических последствий могут быть использованы стоимостные показатели. Конкретным примером использования стоимостных показателей как модели, отображающей взаимодействие нефтепровода с водными объектами при АМНП [3], является алгоритм Методики подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства (Методика) [3].

$$Y = f(3(f_1(W))K_{\text{кам}}\alpha(f_2(V, W))K_{\text{сп}}(f_3(T))), \quad (1)$$

где W – масса нефти, поступившая в ВО, т; V – масса нефти, извлечённая из ВО, т; T – время, за которое извлечена нефть, ч; $3 = f(W)$ – величина убытков от загрязнения водного объекта, млн. руб.; $K_{\text{сп}} = f(T)$ – коэффициент снижения величины убытка при принятии мер по ликвидации последствий загрязнений; $\alpha = \frac{V \cdot 100}{W}$ – процент собранной нефти; $K_{\text{кам}}$ – коэффициент, учитывающий категорию водного объекта, в который сбрасывается нефть.

Будем отличать максимально возможный убыток Y_o , который возникает в случае, если после аварийного разлива нефти мероприятия по её извлечению из ВО не проводятся, и фактический убыток Y_f , если такие мероприятия проводятся.

Зависимость (1) позволяет также рассчитать значение минимально возможного значения убытка Y_{min} , который возникает при максимально эффективном проведении мероприятий по извлечению разлившейся нефти из ВО. Согласно (1) минимально возможный убыток Y_{min} соответствует гипотетическому случаю, когда за период, не превышающей 6 ч, из ВО извлекается вся разлившаяся нефть.

Величина Y_{min} является оценкой необратимости воздействия разлившейся нефти на ВО, а разность $Y_0 - Y_{min} = \Delta Y_{max}$ представляет собой максимально возможный диапазон минимизации убытков (т.е. ЭП) от загрязнения ВО при АМНП, который может быть достигнут для определённого количества нефти, попавшей в ВО.

Введём понятие **удельного убытка**, т.е. убытка, приходящегося на тонну нефти, попавшей в ВО:

$$\bar{Y} = \frac{Y_{BO}}{W}. \quad (2)$$

На основании (2) вводятся понятия **удельного максимально возможного убытка** $\bar{Y}_0 = \frac{Y_0}{W}$, **удельного минимально возможного убытка**

$$\bar{Y}_{min} = \frac{Y_{min}}{W} \text{ и } \text{удельного фактического убытка } \bar{Y}_\phi = \frac{Y_\phi}{W}.$$

Результаты расчётов значений \bar{Y}_0 и \bar{Y}_{min} представлены на рисунке 1.

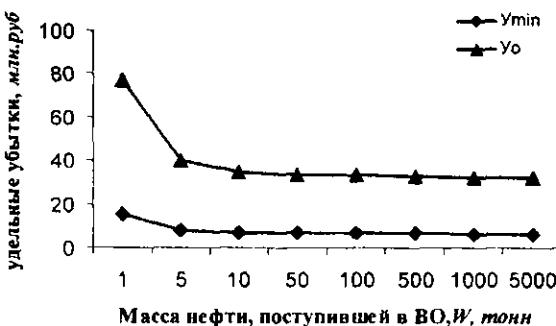


Рис. 1. Зависимость минимально и максимально возможных убытков, выраженных в удельной форме, от массы разлитой нефти

Введём в рассмотрение **коэффициент максимально возможного снижения убытков** μ_{max} как отношение величины удельного максимально

возможного убытка \bar{Y}_0 к величине минимально возможного удельного убытка \bar{Y}_{\min} :

$$\mu_{\max} = \frac{\bar{Y}_0}{\bar{Y}_{\min}} = \frac{Y_0}{Y_{\min}}, \quad (3)$$

который соответствует кратности превышения максимально возможного над минимально возможным убытками и характеризует ширину диапазона, в котором, в зависимости от эффективности проводимых мероприятий по сбору нефти могут изменяться значения удельных фактических убытков.

Как видно из результатов расчётов, представленных на рисунке 2, коэффициент максимального снижения убытков μ_{\max} не зависит от W и является постоянной величиной, равной 5.

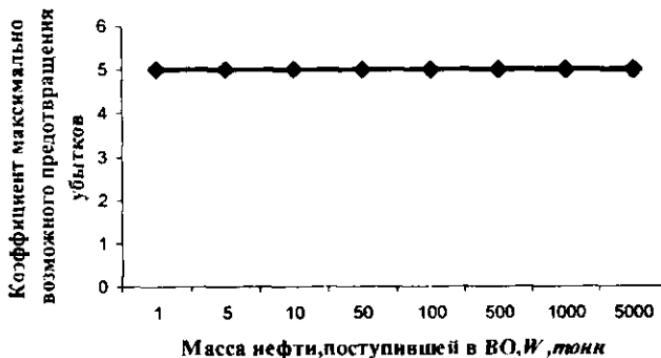


Рис. 2. Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно массы разлитой нефти

Таким образом, для всего диапазона значений W проведение мероприятий, направленных на снижение количества нефти, поступившей в ВО, максимально может обеспечить пятикратное снижение удельных убытков (т.е. ЭП).

Наряду с соотношением (3) может использоваться соотношение:

$$\mu_\phi = \frac{\bar{Y}_0}{\bar{Y}_\phi} = \frac{Y_0}{Y_\phi}, \quad (4)$$

где μ_ϕ является коэффициентом снижения убытка, который показывает, по результатам конкретной (реальной или возможной) аварии, насколько фактические убытки, сформировавшиеся после завершения мероприятий по сбору нефти, меньше максимально возможных убытков.

Коэффициент μ_{ϕ} характеризует эффективность системы защиты ВО загрязнения нефтью и его можно рассматривать так же как и **коэффициент эффективности системы защиты ВО**.

Оценивая возможности модели оценки ЭП в стоимостных показателях, нужно отметить два важных момента:

1) методика [3] в полной мере отображает суть взаимодействия техногенной сферы и геосфера и, следовательно, она может использоваться для формулирования стратегических направлений повышения эффективности СЗВО, состоящих в уменьшении количества нефти, поступившей в водный объект при АМНП, увеличении количества собранной нефти и сокращении времени её сбора, которые являются *основными параметрами*, определяющими масштаб ЭП аварий, связанных с загрязнением ВО;

2) создаёт мотивации для деятельности потенциальных загрязнителей (владельцев нефтепроводов) по проведению максимально эффективных работ по минимизации ЭП, направленные на существенное уменьшение его убытков (предотвращение ущерба), связанных с загрязнением ВО.

В то же время эта модель имеет ряд ограничений и недостатков, основные из которых состоят в следующем:

1) её помощью можно оценивать ЭП только конкретной (реальной или возможной) аварии и нельзя давать оценку степени экологической опасности МНП или степени экологической уязвимости территории.

2) эта модель указывает только стратегические направления обеспечения защиты ВО и не указывает на конкретные факторы, целенаправленное воздействие на которые обеспечивает минимизацию негативных ЭП при АМНП.

Для решения задачи по оценке степени экологической опасности трубопровода требуется создание более совершенной модели. Для оценки степени экологической опасности нефтепровода может быть использован комплексный показатель, в качестве которого принят **показатель потенциальной экологической опасности (ПЭО)** – η , для определения значений которого должна быть создана более совершенная модель многофакторной оценки экологических последствий.

Показатель потенциальной экологической опасности как величина, являющаяся количественной оценкой ЭП для территории, на которой могут происходить АМНП, вводится в развитие показателя убытков Y_{BO} ; может быть получен для случаев, когда система защиты ВО (СЗВО) введена в действие (управляемое развитие аварии – η_{up}), и когда СЗВО не задействована (не управляемое развитие аварии – η_0). Показатель потенциальной экологической опасности η_0 позволяет также оценивать уровень экологической уязвимости территории на участке трассы или трубопровода в це-

лом в условиях АМНП, а величина $\eta_{\text{н}}$ – оценивать потенциальную экологическую опасность, которую может создать МНП, как опасный производственный объект.

Показатель потенциальной экологической опасности рассматривается как интегральный квантифицированный результат взаимодействия аварийного нефтепровода с окружающей средой. Модель, целью которой является определение η , представляет собой функционал, описывающий взаимодействие системы аварийного нефтепровода, представленного моделью нефтепровода и системы территории, примыкающей к трассе, которая должна быть представлена моделью территории.

Модель каждой из этих систем может быть построена на основе учёта действия факторов влияния, которые определяют те стороны функционирования этих систем, которые связаны с поставленными целями. Это факторы, связанные с характеристиками техногенного воздействия $T(\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n)$ и признаками геоландшафта $G(Y_1, Y_2, \dots, Y_b, \dots, Y_n)$.

Модель трубопровода в данном случае должна отображать возможность возникновения аварии на нефтепроводе и оценивать технологические характеристики аварий. Для построения модели можно использовать такое представление: в каждой точке трубопровода существует вероятность разгерметизации. Функция, характеризующая вероятность разгерметизации, будет представлять собой модель трубопровода, характеризующую способность трубопровода создавать аварии.

В данной постановке наиболее обоснованным является использование в качестве модели нефтепровода известных моделей оценки значений технологического риска [4, 5]. Модель трубопровода, представленная в виде зависимости для расчёта значений технологического риска, достаточно полно характеризует нефтепровод как источник аварийных эмиссий нефти.

Технологический риск имеет «размерность» вероятности разлива определённого количества нефти.

Алгоритм для его вычисления представляет собой зависимость для расчёта значения риска разлива ожидаемых объёмов нефти («технологического риска»):

$$R_r^{\max} = \lambda_n L_n V_{\max}, \quad (5)$$

где R_r^{\max} – показатель риска для оценки ожидаемого (максимального) объема потерь нефти при аварийных разливах нефти, м³/год; λ_n – удельная частота (вероятность) аварий на участке МН, аварий/км год; L_n – протяженность участка нефтепровода, заключенного между двумя НЛС, км; V_{\max} – максимальный объем вытекшей нефти, м³.

Зависимость (5) является моделью аварийного трубопровода (системы техногенного воздействия).

Показатель экологической опасности как величины, в которой должно быть учтено воздействие всех факторов влияния, может быть представлен в формате экологического риска:

$$\eta = R_v^{\max} Q, \quad (6)$$

где R_v^{\max} – «технологический» риск, см. формулу (5); Q – обобщённая (многофакторная) оценка возможных экологических последствий аварий, учитывающая воздействие элементов (подсистем) системы проблемы.

Диапазон изменения и вклад каждого фактора в обобщенную балльную оценку учитывается путем суммирования балльных оценок каждого фактора с помощью «весовых коэффициентов»:

$$Q_n = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} p_i q_{i,j} Q_{i,j}, \quad (7)$$

$Q_{i,j}$ – балльная оценка фактора возможных последствий от аварии; I – количество групп факторов; $J(i)$ – количество факторов в i -той группе; p_i – весовой коэффициент группы факторов; $q_{i,j}$ – весовой коэффициент фактора; n – участок трассы МНП.

На характер развития аварии, наряду с технологическими факторами (объём разлившейся нефти, её свойства) значительное, а чаще всего определяющее, влияние оказывают геоландшафтные факторы – состав и состояние компонентов геоландшафта (профиль местности, характер водных объектов, земель и т.п.) и их взаимное расположение на территории, примыкающей к трассе нефтепровода.

В данном случае в качестве геоландшафтных факторов выступают свойства, присущие элементам геоландшафта, которые могут влиять на степень экологической опасности МНП. Их можно формализовать в виде признаков геоландшафта, совокупность которых создаёт отображение (модель) территории.

Полный учёт и всесторонний анализ всех факторов, оказывающих влияние на величину ЭП возможных аварий, необходим как для оценки последствий аварий, так и для разработки системы мероприятий по повышению безопасности нефтепроводов в послеаварийный период.

Количественное выражение влияния всех учитываемых факторов представлено величиной Q , являющейся обобщённой балльной оценкой возможных последствий аварии. Величина Q зависит от факторов влияния, и для определения численного значения величины Q эти факторы влияния

необходимо таксономировать, т.е. систематизировать и классифицировать (разделить на группы) по ряду признаков, а затем квантифицировать.

В основу таксономического анализа факторов влияния положено использование модели (1) и структурно-логической схемы проблемы загрязнения ВО при АМНП [1]. В качестве первого признака, по которому были систематизированы факторы влияния, был выбран такой, как их способность влиять на значения трёх основных параметров (W , V и T), определяющих величину ЭП, представленных в стоимостных показателях (убытки от загрязнения ВО). В соответствии с основными параметрами, учтываемыми в модели (1), группы факторов, влияющие на величину возможных последствий АМНП, разбиты на три блока: блок W , блок V и блок T .

В каждом из трёх блоков выделены группы факторов, действия которых проявляются при функционировании подсистем разных уровней (элементов) структурно-логической схемы модели проблемы [7].

В блоке W объединены группы факторов, влияющих на объём нефти, поступившей в водный объект. Когда АМНП происходит на подземном участке трубопровода, разлившаяся нефть из аварийного отверстия сначала поступает на землю, и только в результате её перемещения по поверхности земли нефть может попасть в водный объект. В таких случаях объём нефти, попавший в ВО (W), может быть меньше, чем объём нефти, который вылился из трубопровода (W_{par}), на то количество нефти, которое осталось на поверхности земли при перемещении нефти (W_z) и былодержано от попадания в ВО существующими стационарными защитными сооружениями или в результате проведения послеварийных работ, направленных на предотвращение попадания нефти в ВО. Количество нефти, попавшей в ВО, определяется разностью $W = W_{par} - W_z$, т.е. величина W зависит не только от W_{par} , но и от W_z , которая формируется под воздействием ряда факторов влияния, связанных как с геоландшафтными характеристиками территории на месте аварии, так и с условиями и эффективностью проведением послеварийных работ.

В блоках V и T объединены группы факторов, влияющих на основные параметры соответственно: количество собранной нефти V и величину промежутка времени T , в течение которого была собрана нефть.

Так как величина убытка, согласно рассматриваемой модели (1), зависит от W , V и T то и $\mu_{max} = f(W, V, T)$.

Для определения значений μ были проведены расчёты в диапазоне параметров $W = 1 \dots 5000$ т; $V = 0 \dots 100$ % от величины W ($\alpha = 0 \dots 100$ %); $T = 6 \dots 240$ ч. Зависимости $\mu_{max} = f(W)$, $\mu_{max} = f(V)$ и $\mu_{max} = f(T)$ представлены соответственно на рисунках 2, 3 и 4.

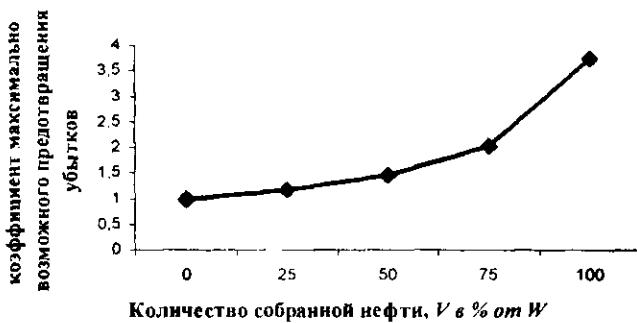


Рис. 3. Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно массы собранной нефти

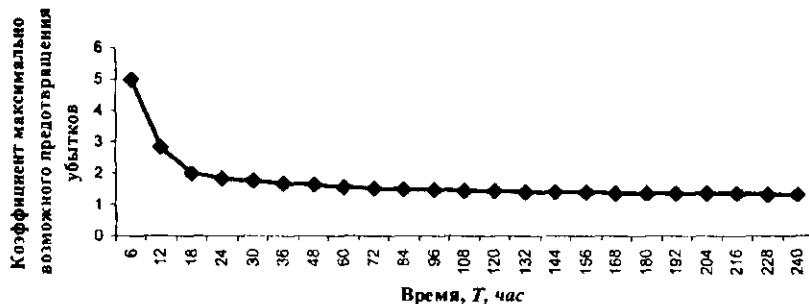


Рис. 4. Зависимость коэффициента максимально возможного предотвращения убытков относительно времени сбора нефти

Зависимости (см. рис. 2, 3 и 4) позволяют оценить влияние основных факторов W , V и T на величину ЭП при загрязнении ВО нефтью. Как видно из представленных графиков, при изменении W величина μ_{\max} остаётся постоянной, а при изменении V и T – изменяется в определённых пределах.

Диапазон, в котором меняются значения коэффициентов максимально возможного предотвращения убытков μ_{\max} , является признаком, по которому можно оценить степень влияния основных параметров W , V и T на величину ЭП.

Используя значение убытка как эталон для измерения обобщённой величины экологических последствий, можно по соотношению диапазонов

максимально возможного предотвращения убытков μ_{\max} установить значения весовых коэффициентов для блоков групп факторов W , V и T .

Для оценки диапазона значений коэффициента максимально возможного предотвращения убытков используются осреднённые значения μ , которые определяются по соотношениям:

$$\mu_{\max}^{\varphi(V)} = \frac{\int_0^{100} \mu_{\max} d\alpha}{\Delta\alpha} \text{ для } V \text{ и } \mu_{\max}^{\varphi(T)} = \frac{\int_0^{240} \mu_{\max} dT}{\Delta T} \text{ для } T.$$

Расчёты, проведенные по этим соотношениям, показали:

$$\mu_{\max}^{\varphi(V)} = 1,9; \mu_{\max}^{\varphi(T)} = 1,7; \mu_{\max}^{\varphi(W)} = 5.$$

Таким образом, диапазоны, в которых меняются значения коэффициентов максимально возможного предотвращения убытков, связанные с изменениями значений основных параметров W , V и T , представленные осреднёнными значениями μ^{φ} , характеризуются соотношениями:

$$\mu_{\max}^{\varphi(W)} : \mu_{\max}^{\varphi(V)} : \mu_{\max}^{\varphi(T)} = 5 : 1,9 : 1,7,$$

следовательно, весовые коэффициенты блоков групп факторов W , V и T , соотносятся между собой как $10 : 3,8 : 3,4$.

Использование Методики [3] в качестве идеальной модели АМНП дало возможность ввести эталон для «измерения» ЭП, в роли которого выступил осреднённый коэффициент максимально возможного предотвращения убытков μ_{\max}^{φ} .

Заключение. Применение этого метода позволило осуществить определение весовых коэффициентов блоков групп факторов не путём использования статистических данных или экспертных оценок, а расчётным путём, что является примером использования нового эталонного метода для квантификации факторов влияния.

ЛИТЕРАТУРА

1. Липский, В.К. Система защиты водных объектов от загрязнения при авариях на магистральных нефтепроводах Беларуси / В.К. Липский // Вестн. Полоцк. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2002. – Т. 1, № 2. – С. 3 – 16.
2. Липский, В.К. Методы оценки параметров системы защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский // Вестн. Полоцк. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2004. – № 1. – С. 16 – 24.

3. Методика подсчёта убытков, причинённых государству нарушением водного законодательства: утв. Мин-вом природных ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь 6 января 1995 г.
4. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Сер. 27, вып. 1 / колл. авт. – М.: Гос. предпр. науч.-техн. центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2000. – 96 с.
5. Балльная оценка возможных последствий аварий на нефтепроводах / В.К. Липский [и др.] // Надежность и безопасность трубопроводного транспорта: сб. науч. тр. Вып. 3. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – С. 148 – 160.
6. Оценка эффективности системы защиты окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах / В.К. Липский [и др.] // Вестн. Полоцк. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2006. – № 3. – С. 155 – 162.

УДК 519.673

ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ ВОЛНОВОГО МЕТОДА ЛОКАЛИЗАЦИИ УТЕЧЕК

Ю.Г. Кузьминский¹, В.И. Вьюн²

¹ГНУ «Институт механики металлокомпозитных систем им. В.А. Белого
НАН Беларусь», Гомель, Беларусь

²УО «Гомельский государственный
технологический университет им. П.О. Сухого», Гомель, Беларусь

Рассмотрены вопросы сбора данных, методов расчетов и повышения точности при реализации волнового метода локализации утечек.

Введение. Стоимость нефти в 20-кубовой автоцистерне достигает 10 000 USD и будет возрастать. Данный факт является мотивом несанкционированных отборов нефти из магистральных трубопроводов. Объем отдельного отбора находится в пределах погрешности суточного баланса нефти (0,04 %) и вычисляемые объемы отборов не могут быть вычтены из баланса по отсутствию юридических основ. Для избежания ответственности правонарушители предпринимают маскирующие действия – максимальное снижение скорости отбора, придание отбирамому потоку нестационарного характера и т.д. Отборы характеризуются краткостью периода, ограниченностью мест по подъездным дорогам, фиксированным количеством точек, малой амплитудой волн давления, маскировочной нестабильностью скачков давления. Технических средств предотвращения отборов не существует. Предотвращение отборов возможно только правоохранитель-

ными силами при существенном ужесточении законодательства, однако краткость периода отбора затрудняет применение административных мер пресечения в реальном времени. Локализация мест отбора в реальном времени не актуальна и затруднена в реализации на фиксированном алгоритме волнового метода. Достаточно отложенной экспертной локализации и последующих поисковых операций.

Основная часть. Локализация места отбора нефти может быть выполнена на основе таймерных операций (точного определения времени понижающих скачков давления на линейных пунктах трубопровода), волнового метода (точного определения амплитуд скачков давления и применения формулы гашения волн), техническими методами (изотопная радиология, дистанционная пирометрия и т.д.).

Для применения таймерных методов автоматика АСУ ТП должна быть дополнена средствами синхронизации времени и повышения точности измерения времени на линейных пунктах, что требует значительных капитальных вложений и затрат на поддержание таймерных операций. Автоматика нефтепроводов 40-летнего срока эксплуатации не обеспечивает таких возможностей.

Волновая локализация места отбора требует расчета плотности и вязкости по температуре, скорости звука, гидравлического уклона, степени гашения волны давления по формуле Жуковского с поправочным коэффициентом. Для определения амплитуды волны давления требуется осреднение значений давления за период перед прохождением волны и в начальный период прохождения волны. Локализуется место отбора только в случае, если оно между точками замера давления, поэтому давления на границах НПС обязательно участвуют в локализации. Выбор точек замера для сжатия вокруг места отбора можно выполнять автоматически или экспертно.

Описание метода. Расстояние до места отбора x , находящегося между точками замеров x_1 и x_2 , определяется в волновом методе из уравнения, полученного на основании формулы Жуковского [1] для гашения амплитуды волны в трубопроводе:

$$\Delta p_1 k_{gash}^{x_1-x} = \Delta p_2 k_{gash}^{x-x_2},$$

где Δp_1 и Δp_2 – амплитуды скачков давления в точках замеров; k_{gash} – коэффициент гашения из формулы Жуковского:

$$k_{gash} = e^{-k_p \frac{1}{c}},$$

Поправочный коэффициент k_p определяется из подборки данных о волне падения давления при пуске или остановке насоса [2, 3]. Гидравли-

ческий уклон в преобладающей в магистральных нефтепроводах зоне гладкого трения определяется по обобщенной формуле Лейбензона:

$$i = 0,0247 \frac{q^{2-0,25} v^{0,25}}{d^{5-0,25}},$$

или формуле Альтшуля:

$$i = \frac{0,11 \cdot \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}}{g} \frac{\left(\frac{q}{\pi \cdot d^2} \right)^2}{d}.$$

В этих формулах Δp – амплитуды скачков давления; q – объемная скорость исходного стационарного течения; d – внутренний диаметр трубопровода с учетом отложений; v – кинематическая вязкость нефти; Re – число Рейнольдса; k – относительная шероховатость труб.

Скорость звука в трубопроводе определяется по формуле:

$$c = \left[\rho \left(\frac{1}{K_o} + \frac{(d_s - 2\delta)}{2\delta K_s} \right) \right]^{\frac{1}{2}},$$

использующей плотность нефти ρ , наружный диаметр трубы d_s , толщину стенки трубы δ , модули упругости стали и нефти.

Исходные данные. Модули сжатия, наружные диаметры и толщины стенок труб, расстояния и геодезические высоты точек замера давлений являются постоянными константами из справочных баз данных. Плотность и вязкость нефти восстанавливаются по температуре от ультразвуковых расходомеров на основании известных формул. Объемные скорости течения, давления вычисляются осреднением за автоматически или экспертно определяемые нефиксированные отрезки времени.

Констатация отбора. До начала отбора расходжение объемных скоростей потоков по показаниям расходомеров на выходе подающей и входе принимающей станций незначительно. Отбор приводит к увеличению дисбаланса за счет роста расхода на выходе первой и падения расхода на приеме второй станции. Этот дисбаланс остается заметным во время всего отбора.

Анализ фоновых колебаний расхода (рис. 1) дал следующую оценку интервала амплитуд скачков: $1 < \Delta Q < 20 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Степень скачков расхода в начале и конце перегона трубопровода зависит от того, к какой границе ближе место отбора. Данные расходомеров

служат основой для определения интервала времени отбора и осредненной разницы расходов во время отбора.

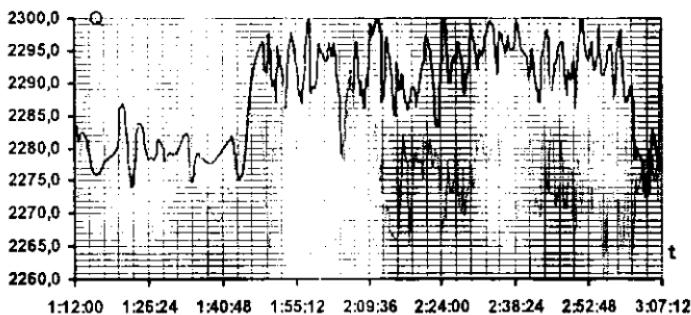


Рис. 1. Пример изменений расхода 28.12.2006

Алгоритм локализации включает следующие этапы:

- 1) по данным расходомеров фиксируется факт отбора; определяется интервал времени, средний дисбаланс расходов, интегральный объем отбора;
- 2) по данным давлений на площадках очистных устройств граничных станций отрезка трубопровода определяется *исходное место отбора*:
 - определяется среднее давление *до начала* отбора в начале и конце отрезка;
 - вычисляется средняя скорость потока до отбора, плотность и вязкость нефти, эквивалентный диаметр трубопровода, гидравлический уклон с привлечением геодезических параметров контрольных точек, скорость звука, основание степени гашения волн;
 - определяется среднее давление *в начале* отбора на границах отрезка;
 - вычисляются скачки давления в момент начала отбора; место отбора, исходное давление в точке отбора, диаметр отверстия;

- 3) для уточнения места отбора выбираются ближайшие к исходному месту отбора контрольные точки замеров давления. Повторяется процедура определения *уточненного места отбора* по изложенному во втором пункте алгоритму.

Осреднение давлений. Основная проблема – выбор интервалов времени для осреднения давлений.

На рисунке 2 приведен пример немаскируемого скачка давления при отборе, а на рисунке 3 – маскируемый скачок давления.

При выборе интервалов для осреднения давлений должны быть соблюдены следующие правила:

- 1) в интервал входит четное количество точек;

2) интервал имеет длительность не более 10 мин. Предпочтительна длительность в две минуты;

3) при распространении волны давления становится более пологой (рис. 4). Чем дальше от места отбора контрольная точка, тем большее временное расстояние между интервалом осреднения давления до начала скачка и интервалом в начале скачка.

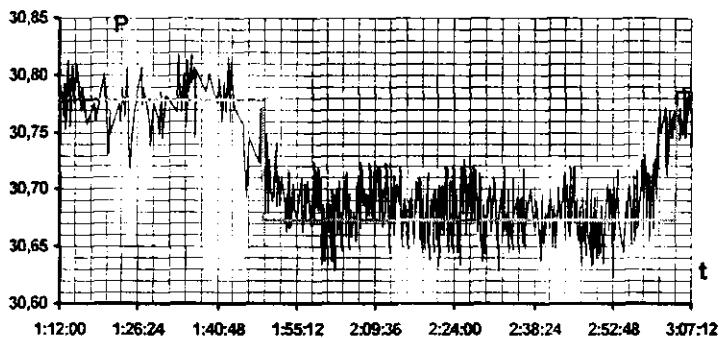


Рис. 2. Пример устойчивого скачка давления 28.12.2006

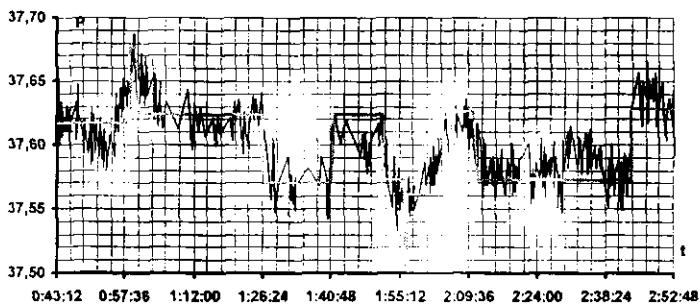


Рис. 3. Пример маскируемого скачка давления 25.12.2006

Анализ фоновых колебаний давлений в трубопроводах РУП «Гомельтранснефть Дружба» выявил следующие факты:

- частота колебаний давлений на станционной части значительно пре-
восходит частоту колебаний на линейной части трубопроводов (см. рис. 4)
приведены частоты колебаний давлений на НПС и трассе);

- интервал амплитуд колебаний $0,02 < \Delta p < 0,05$ бар;

- скачки давления при отборе на значительном расстоянии от места
отбора $\Delta p > 0,05$ бар.

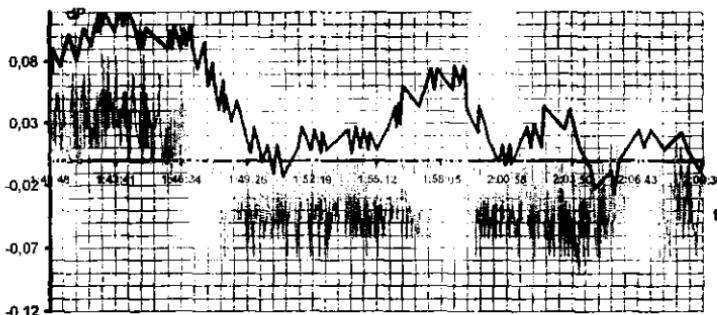


Рис. 4. Скачки давления на выходе станции и на трассе 04.05.2007
за вычетом среднего давления

Идентификация эквивалентного диаметра трубопровода между контрольными точками на трассе влияет на точность вычисления гидравлического уклона и впоследствии на определение места отбора. Существенное влияние на идентификацию диаметров оказывают геодезические высоты точек замера давления. Также при идентификации должно учитываться наличие дросселирования на принимающей станции [4].

Оценка погрешностей. В таблице 1 приведены оценки изменений влияющих параметров, приводящие к изменению места отбора, на 0,5 км по данным за 28.12.2006 г. при протяженности отрезка между контрольными точками в 35 км.

Таблица 1

Изменения параметров, ведущие к погрешности

Параметр	Изменение
Высота в одной контрольной точке	8 м
Отдельное осредненное давление	0,01 бар

Альтернативный потоковый подход основан на второй формуле Жуковского, связывающей изменение давления и скорости потока:

$$\Delta p = k_q \Delta v r c,$$

где коэффициент поправки k_q зависит от направления распространения волны (k_q^- – против потока и k_q^+ – по потоку).

Для локализации отбора важно их соотношение $k_q = k_q^- / k_q^+$, которое по фактическим данным [4] изменяется в интервале [3 – 6] и дает удовлетворительные результаты при $k_q = 4,5$. В таблице 2 приведены результаты экспериментального определения отбора по давлению и расходу нефти, скачки которого приведены на рисунке 5.

Таблица 2

Определение отбора по давлениям x_p и скорости потока x_q

21.03.07 14:45						E_0 1,3E + 09	E_s 2,1E + 11	σ_s 5,1E + 08
L	0	0	120	120	Результат	t_{max} 26	ρ_{min} 860	v_{min} 11
ΔQ_p	-21,1	0,065	0,278	19,6	x_p	t_{min} 11	ρ_{max} 870	v_{max} 18
Q_{p1}	3142,2	42,763	8,758	3166,4	Δp_x	α	0,667	0,033
Q_{p2}	3163,3	42,698	8,480	3146,8	q_{out}	t	ρ	v
t_{start}^1	14:24:44	14:43:11	14:31:45	14:24:44	Δq	15	867,3	15,8
t_{fin}^1	14:38:48	14:44:08	14:38:09	14:38:48	d	d	b	b_p
t_{start}^2	14:42:33	14:45:21	14:44:40	14:42:33	x_q	820	9	4,4
t_{fin}^2	15:01:05	14:46:11	14:47:05	15:01:05	k_q	c	I	Q
h		158	126			979	3,715E - 03	3154,3
P_{press}				1,2	k_{pmb}	0,98419	Лейбен- зон i	ΔQ
							Альт- шуль i	3,706E - 03
							Поправка гашения k_p	-24,2
								4,2

Примечание. Давления приведены в барах; скорости – в $m^3/ч$; расстояния – в км; высоты – в м; диаметры – в мм; плотность – в kg/m^3 ; вязкость – в сСт.

Из таблицы видно:

- скачок давления на станции 120 км $\Delta p_2 \approx 0,3$ бара находится в пределах, которые регистрируются АСУТП, в отличие от станции на 0 км, скачек на которой $\Delta p_1 \approx 0,05$ бара не регистрируется;
- скачки расхода нефти на обеих станциях находятся в пределах регистрации изменений $\approx 20 m^3/ч$, что является следствием разных значений поправочного коэффициента для связи волн давления и скорости;
- поправочные коэффициенты для волн давления 4,2 и волн скорости 4,5 достаточно близки.

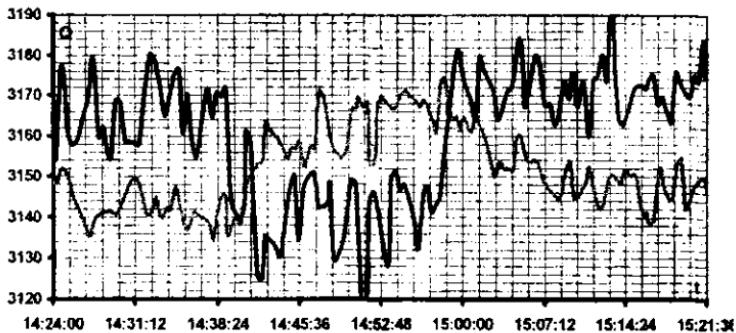


Рис. 5. Скачки объемной скорости потока на принимающей и подающей станции

Выводы. Локализация мест отбора нефти согласно нормативным документам Российской Федерации по трубопроводному транспорту должна базироваться на комбинации таймерных и волновых методов. Полноценная реализация таймерных методов требует значительных вложений. Волновой метод локализации допускает три подхода – контроль амплитуд скачков давления, контроль скачков объемного расхода нефти и контроль скорости изменения давлений. Современные датчики давлений и ультразвуковые расходомеры обеспечивают необходимую точность, поскольку важны не абсолютные значения параметров, а их изменения.

Применение известных зависимостей Жуковского для распространения волн в трубопроводах потребовало введения поправочных коэффициентов, учитывающих как направление распространения ударной волны, так и её причину.

Но существует фиксированного алгоритма определения интервала времени для осреднения давлений. При маскируемых отборах нефти необходимо применение знаний экспертов и серьезного математического аппарата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – Т. 1; 2004. – Т. 2.
2. Кузьминский, Ю.Г. Идентификация модели переходных процессов течения нефти в магистральных трубопроводах (реальный масштаб времени) / Ю.Г. Кузьминский, С.В. Шилько, В.И. Вьюн // Материалы. Технологии. Инструменты. – 2006. – Т. 11, № 2. – С. 15 – 21.

- Кузьминский, Ю.Г. Гидравлическое взаимодействие систем защиты магистрального нефтепровода в переходных процессах / Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн // Безопасность и надежность трубопроводного транспорта: сб. науч. тр. -- Новополоцк. -- 2003. -- № 3. -- С. 56 – 67.
- Вьюн, В.И. Идентификация эквивалентных диаметров магистральных трубопроводов / В.И. Вьюн, Ю.Г. Кузьминский // Нефтяное хозяйство. -- 2002. -- № 3. -- С. 87 – 89.

УДК.628.16:665.6

ТЕХНОЛОГИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА ВОДОТОКАХ ВО ВРЕМЯ ЛЕДОХОДА

В.Е. Савенок¹, В.Р. Измайлович¹, Д.В. Габелев²

¹УО «Полоцкий государственный университет». Новополоцк, Беларусь,

²УО «Витебский государственный университет им. П.М. Машерова»

Разработана технология локализации нефтяных загрязнений на водотоках во время ледохода, которой предусмотрено изменение направления движения льдин, для чего на водотоке устанавливается клиновидная рама. На малых реках прибитые к берегу льдины задерживаются поворотной секцией, затем затягиваются на берег, где происходит их механическое измельчение, а осколки битого льда и снежной массы, загрязненные нефтью направляются в заранее подготовленный отстойник, где после обработки их паром, происходит отстаивание воды с отделением нефти и последующей откачкой нефти нефтесборным устройством. Нефть улавливается боновым заграждением, расположенным ниже по течению от рамы, с последующим ее сбором нефтесборным устройством.

Введение. Загрязнение нефтью и нефтепродуктами объектов окружающей среды ухудшает экологическую обстановку в регионе. Нефтяное загрязнение водотоков особенно опасно, так как возможен его трансграничный перенос, который приводит к увеличению масштабов экологической чрезвычайной ситуации, и как следствие, к значительному росту затрат на ликвидацию последствий этого загрязнения.

Существуют различные технологии ликвидации аварийных разливов нефти в зимних условиях на водотоках, покрытых льдом, и в летних условиях при отсутствии ледяного покрова на них. Однако реализация этих технологий в весенний (осенний) период во время ледохода крайне затруднена, и применение их малозэффективно.

При ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах во время ледохода основными факторами, от которых зависит эффективность технологического процесса ликвидации нефтепроливов, являются:

- скорость течения водотока;
- ширина водотока;
- уровень воды;
- толщина льдин;
- удельное покрытие плавающим льдом поверхности водотока (общая площадь льдин на единицу поверхности водотока).

В связи с тем, что во время половодья резко повышается уровень воды и возрастают скорость течения водотока, необходимо заранее провести подготовительные (превентивные) мероприятия на специально оборудованной площадке. Данные мероприятия можно выполнять до начала ледохода, при наличии сплошного ледяного покрова, когда толщина ледяного покрова превышает 100 мм (определяется из условия безопасного ведения работ на льду [1]). Одним из наиболее важных мероприятий являются мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ персоналом, участвующим в ликвидации последствий аварий. Поэтому при работе на ледяном покрове весь персонал необходимо снабдить спасательными жилетами. Между двумя берегами закрепить страховочный трос на высоте 1 метр. Обслуживающий персонал площадки, выходя на лед, обязан карабинами закрепиться за страховочный трос.

Основная часть. Нами разработана технология локализации нефтяных загрязнений на водотоках во время ледохода. Данной технологией предусмотрено изменение направления движения льдин, для чего на водотоке устанавливается клиновидная рама. Клиновидная рама не должна препятствовать движению нефти по поверхности воды (рис. 1).

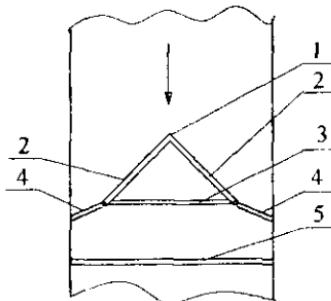


Рис. 1. Схема установки клиновидной рамы на водотоке:

- 1 – клиновидная рама; 2 – боковая балка;
- 3 – продольная балка; 4 – поворотная секция;
- 5 – боновое заграждение

Клиновидная рама состоит из трех полых балок (двух боковых и одной продольной), которые обеспечивают ее плавучесть. Фиксацию рамы в заданном месте водотока обеспечивают якоря. Боковые полые балки жестко соединяются между собой под углом, образуя клин навстречу течению водотока, а их задние концы соединены между собой продольной полой балкой. Снизу к балкам крепится стальной перфорированный лист, опущенный в воду. Диаметр отверстий листа должен быть достаточным для того, чтобы обеспечивать свободное течение нефти через них. К обоим стыкам, образованным соединением двух боковых и продольной балки, шарнирно крепятся две поворотные секции. Секция снабжена верхним надводным фартуком и нижним перфорированным подводным фартуком. Второй конец поворотной секции крепится под углом к берегу. Оба конца секции снабжены дополнительными якорями. Размер каждой секции должен быть в пределах 0,1 ширины реки. При большой ширине реки секция изготавливается составной. Ниже по течению от рамы устанавливается многосекционное боновое заграждение любой известной конструкции под углом к водотоку.

Установка боновых заграждений перпендикулярно к течению может осуществляться при скорости течения до 0,3 м/с. При скорости течения больше, чем 0,3 м/с, боновые заграждения устанавливаются под углом.

Угол установки рассчитывается по формуле [2]:

$$\arcsin \alpha = \frac{\overset{\rightarrow}{v_{\text{bon}}}}{\overset{\rightarrow}{v_m}} = \frac{0,3}{v_m}, \quad (1)$$

где $\overset{\rightarrow}{v_{\text{bon}}}$ – допустимая (критическая) скорость потока, направленная перпендикулярно бону, принимается 0,3 м/с; $\overset{\rightarrow}{v_m}$ – скорость течения реки, м/с.

Предполагается, что льдины, скользя по раме, прижимаются к берегу и задерживаются поворотной секцией клиновидной рамы.

Далее технологией предусмотрено два варианта действий в зависимости от ширины водотока и скорости его течения. Для малых рек, с небольшой скоростью течения, предлагается первый вариант. Согласно первому варианту, прибитые к берегу льдины задерживаются поворотной секцией, затем затягиваются на берег, где происходит их механическое измельчение, а осколки битого льда и снежной массы, загрязненные нефтью направляются в заранее подготовленный отстойник, где после обработки их паром происходит отстаивание воды с отделением нефти и последующей откачкой нефти нефтесборным устройством. Нефть, прошедшая сквозь перфорированные листы, закрепленные на боковых стойках рамы и нижнего перфорированного фартука поворотной секции, улавливается бонами.

вым заграждением, расположенным ниже по течению от рамы, с последующим ее сбором нефтесборным устройством.

Для больших рек (широких водотоков), характеризующихся значительными скоростями течения, или значительным удельным покрытием поверхности водотока плавающего льда и его толщиной предлагается второй вариант. Так как большая скорость подхода льдин к клиновидной раме и их масса не позволяет оперативно вытаскивать их на берег, поэтому речь идет лишь об удержании льда на определенный период времени с периодическим пропуском его вниз по течению водотока, путем открытия поворотной секции рамы и дополнительного ряда бонового заграждения. В этом случае нефть, проходящая через перфорированные листы рамы и перфорированный фартук поворотной секции, локализуется боновым заграждением с последующим ее улавливанием и откачкой нефтесборными устройствами. Однако это возможно только на период закрытия поворотной секции рамы.

С практической точки зрения весьма важным является определить удерживающую способность поворотной секции. Для этого нами определялась масса льда, удерживаемого двумя поворотными секциями, снабженными каждой двумя якорями. Для удержания клиновидной рамы и двух ее поворотных секций предполагается использовать якоря Хрола или судовые якоря. По справочной литературе определен коэффициент держащей силы якорей [3, 4]:

- судовой – $k = (6 \dots 8)G_a$;

- Хрола – $k = (3 \dots 4)G_a$.

Здесь G_a – масса якоря, кг.

Общая нагрузка, действующая на поворотную секцию, определяется по формуле:

$$P = qb, \quad (2)$$

где $q = q_{теч} + q_{вет} + q_{льда}$ – суммарная удельная нагрузка, действующая на единицу длины секции, Н/м; b – длина поворотной секции, м; $q_{теч}$ – удельная нагрузка на секцию, обусловленная течением воды, Н/м; $q_{вет}$ – удельная нагрузка на секцию, обусловленная ветром, Н/м; $q_{льда}$ – удельная нагрузка на секцию, обусловленная массой удерживаемого льда, Н/м;

Для определения $q_{теч}$ и $q_{вет}$ может быть использована формула [5]:

$$q = C \rho \frac{v^2}{2} \cdot \sin \alpha, \quad (3)$$

где C – коэффициент лобового сопротивления (принимаем $C_{воды} = 2,66$ [6]; $C_{возд} = 1,3$ [7]); h – высота секции (h_1 – надводной части, м; h_2 – подводной части, м); ρ – плотность среды ($\rho_{воды} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_{возд} = 1,21 \text{ кг}/\text{м}^3$); α – угол установки секции (расчет по формуле (1)).

Используя формулы (1)…(3), были проведены расчеты удельных и общих нагрузок, действующих на секцию, обусловленных течением водотока и ветром. По результатам расчетов были построены зависимости удельной нагрузки, обусловленной течением водотока, от высоты подводной части секции, для различных скоростей течения (рис. 2). Построены также зависимости удельной нагрузки, обусловленной ветром, от высоты надводной части секции для различных скоростей ветра (рис. 3).

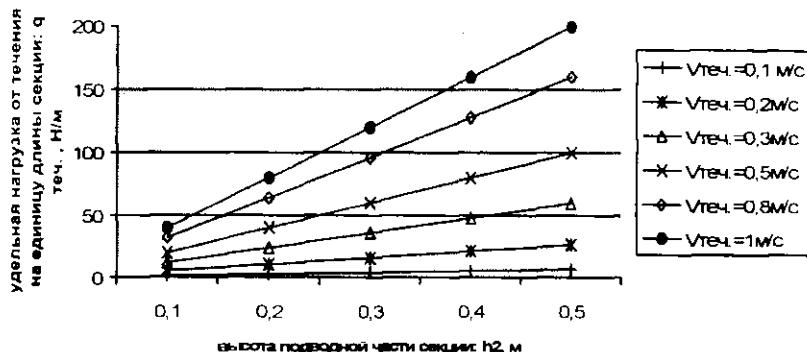


Рис. 2. Удельная нагрузка на секцию, обусловленная течением

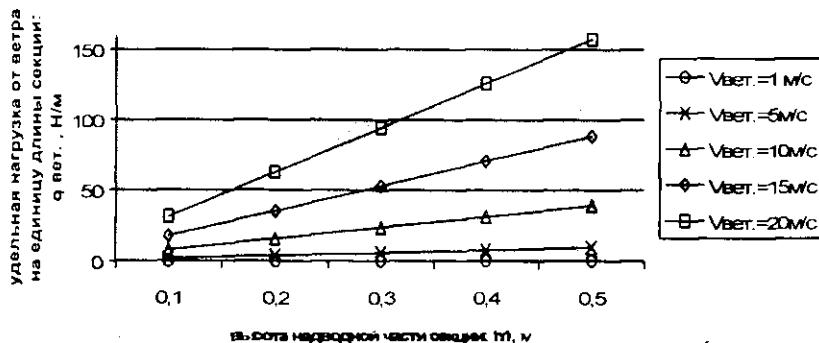


Рис. 3. Удельная ветровая нагрузка на секцию

Нагрузка ото льда на секцию определяется с учетом формулы (2):

$$P_{льд} = P - (q_{теч} + q_{вет})b, \text{ Н.} \quad (4)$$

Проведенные расчеты позволяют определить максимальную массу льда, удерживаемую поворотной секцией:

$$M_{\text{льда}} = \frac{P_{\text{льда}} \cdot k}{g}, \quad (5)$$

где k — эмпирический коэффициент, определяющий долю нагрузки льда на секцию ($k < 0,3$).

В качестве примера нами рассмотрен случай, когда поворотная секция длиной 1 м удерживается двумя стандартными якорями общей массой 1000 кг (500×2). Результаты расчетов для различных скоростей течения и ветра и двух типов якорей представлены в таблице.

Максимальные нагрузки льда ($P_{\text{льда}}$, Н) на секцию ($b = 1$ м)

Показатели	$v_{\text{вет}} = 1$ м/с					
	$v_{\text{тек}}$, м/с	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8
Якорь судовой	72100	72088	72068	72044	72008	71984
Якорь Хрола	41198	41186	41166	41142	41106	41082
$v_{\text{вет}} = 5$ м/с	$v_{\text{вет}} = 5$ м/с					
	$v_{\text{тек}}$, м/с	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8
Якорь судовой	72092	72080	72068	72036	72000	71976
Якорь Хрола	41190	41178	41158	41134	41098	41074
$v_{\text{вет}} = 10$ м/с	$v_{\text{вет}} = 10$ м/с					
	$v_{\text{тек}}$, м/с	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8
Якорь судовой	72069	72057	72037	72013	71977	71953
Якорь Хрола	41167	41155	41135	41111	41075	41051

При известной скорости течения водотока и величины его удельного покрытия льдом, в каждом конкретном случае определяется время, за которое возле поворотной секции рамы скапливается масса льда, оказывающая предельную нагрузку на секцию. Данные расчеты необходимо проводить для эффективной реализации, предложенной технологии.

Предложенная технология локализации нефтяных загрязнений позволяет успешно бороться с нефтяными загрязнениями на малых реках во время ледохода, не допуская их дальнейшего распространения. На больших реках, при больших скоростях течения водотока, реализация данной технологии позволит значительно снизить экологический ущерб.

ЛИТЕРАТУРА

- Годес, Э.Г. Справочник по строительству в водной среде в суровых климатических условиях / Э.Г. Годес, Р.М. Нарбут. — Л.: Стройиздат, 1984. — 384 с.

2. Парокле, Ж. Сбор нефти с поверхности водоемов / Ж. Парокле // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – № 2. – С. 34 – 36.
3. Судовые устройства: справочник для конструкторов и проектировщиков / А.Н. Гурович [и др.]. – Л.: Судостроение, 1967. – 412 с.
4. Верба, А.Я. Руководство по эксплуатации моторных судов на водных путях России: справочник / А.Я. Верба. – М.: Междунар. яхтенный центр фирмы «ВЕРБА», 2000. – 138 с.
5. Гидравлика и аэродинамика: учеб. для вузов / А.Д. Альтшуль [и др.]. – М.: Стройиздат, 1987. – 323 с.
6. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К.А. Забела [и др.]; под общ. ред. К.А. Забелы. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 195 с.
7. Савенок, В.Е. Методические указания к решению практических задач по курсу «Защита населения и хозяйственных объектов в ЧС» / В.Е. Савенок. – Новополоцк: ПГУ, 2003. – 69 с.

УДК 504. 054

ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ ИЗ БАЗАЛЬТОВОГО ВОЛОКНА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.М. Болдырев, В.С. Быховская, Г.К. Ивахнюк,
А.С. Князев, И.С. Рахимова

ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный технологический институт (Технический университет)», Санкт-Петербург, Россия

Исследуются материалы из базальтового волокна – картон и ткань – как поглотителей аварийных разливов нефтепродуктов. Представлены результаты исследований впитывающих свойств этих материалов при впитывании на твердой поверхности, затем на поверхности воды. Впитывающие способности базальтовых материалов сопоставляются с впитывающими способностями широко применяемых поглотителей на основе графита, поропласта, вермикулита, пенополистирола. Кроме того, представлены результаты исследования способности изделия из базальтовых материалов ликвидировать возгорания, нередко следующие за разливом нефтепродуктов. В данном аспекте изделие из базальтовых материалов сопоставляется с кремнеземной кошмой, а также с асбестовым одеялом.

При аварийных разливах нефтепродуктов на магистральном трубопроводном транспорте важно с наименьшими потерями и энергозатратами осуществить их ликвидацию.

Ассортимент поглотителей нефтепродуктов достаточно обширен, наиболее широко применяемые поглотители – на основе графита, вермикулита, поропласта, пенополистирола – обладают высокой поглотительной способностью, стойкостью к кислотам и щелочам, способностью к вторичному использованию, что очень важно для ресурсосбережения. Тем не менее считаем нужным дополнить ассортимент еще одним поглотителем, который будет обладать высокой впитывающей способностью, являться ресурсонеисчерпаемым материалом, и, самое главное, работоспособным при возгорании разлившихся нефтепродуктов, что нередко происходит.

При поиске такого поглотителя внимание привлекли базальтовые картон и ткань. Материалы на основе базальта пришли на замену композиционным материалам из стекла, углерода, керамики, их производство является сравнительно простым, а соответственно и более дешевым, экологически чистым. Запасы базальтовых пород являются практически неограниченными (что важно для ресурсосберегающих технологий) и составляют порядка 30 % площади занятой на Земле магматическими породами.

Установлено также, что базальтовые волокна¹ обладают всеми необходимыми свойствами: как физическими – повышенной термостойкостью², стойкостью к вибрациям и стабильностью при длительной эксплуатации в различных условиях, так и химическими – стойкостью в агрессивных средах, хорошей адгезией к различным связующим, чтобы определить их как перспективнейшее сырье для получения изделий конструкционного и прочих назначений. В свою очередь базальтовый картон с успехом применяется в горячих производствах для теплоизоляции³ агрегатов, а ткань имеет конструкционные, фильтровальные, огнезащитные, электротехнические, кровельные и другие назначения [1].

¹ Процесс получения базальтового волокна заключается в расплавлении горной породы и последующем раздуве струи расплава сжатым воздухом.

² Базальтовые волокна хорошо работоспособны в широком диапазоне температур от -260 до +700 °C, при которых разрушаются углеродные (+600...800°C) и стеклянные волокна (ниже -60°C и выше +500 °C) [1].

³ Такое применение БТВМ-К обосновывается санитарно-эпидемиологическое заключением 66.01.10.576.Л000409.02.03 от 07.02.2003 о соответствии его гигиеническим нормативам.

Наличие тонковолокнистой и порозной структуры материалов определило целесообразность исследования их впитывающей (поглотительной) способности по нефтепродуктам. На первом этапе были исследованы впитывающие способности данных материалов с твердой поверхности. Модельным нефтепродуктом было выбрано дизельное топливо (ДТ) (табл. 1).

Таблица 1

Впитывающие способности базальтовых материалов по ДТ
на твердой поверхности

Материал	M_{DT}/g
Картон (БТВМ-К)	17,40
Ткань (БТК-100)	0,7

Как видно из таблицы 1, ткань впитывает ДТ несопоставимо меньше по массе, чем картон. Следовательно, в качестве объекта дальнейшего исследования впитывающих свойств базальтовую ткань решено было исключить.

Таким образом, на втором этапе исследовалась поглотительная способность только БТВМ-К по ДТ с поверхности воды. Важно учесть, что данное исследование проводилось при многократном использовании базальтового картона, для определения возможности сокращения расхода поглотителя. С этой целью проводилась межциклическая регенерация, осуществлявшая наиболее технически простым и энергетически сберегающим методом – статическим отжимом. Нами было также установлено, что в зависимости от структурно-механических свойств поглотителя достаточные для регенерации значения давления не должны быть одинаковыми. На основании экспериментальных данных было также установлено, что оптимальные способы механической регенерации могут быть различны (это является предметом отдельной публикации). Проведенное исследование явилось развитием оценочных количественных данных о величинах впитывания базальтовых материалов, определенных в работе [2].

Объектами сравнения явились дисперсные поглотители, положительно зарекомендовавшие себя на рынке. Здесь они зашифрованы нами (без указания фирм и марок) под номерами: образец 1 (на основе графита), образец 2 (на основе вермикулита), образец 3 (на основе поропласта), образец 4 (материал на основе пенополиэтилена), образец 5 (материал из отходов пенополистирола) [3].

Для наглядного представления впитывающие свойства поглотителей представлены на рисунке и в таблице 2.



Зависимость удельной массы дизельного топлива (M_1 , г/г), впитанного различными поглотителями, от кратности их использования (п)

Стоит учесть, что экспериментальное определение удельной массы ДТ, впитанного в поглотитель, производилось по оригинальной разработанной нами методике.

Таблица 2

Доля заполнения объема пор поглотителей (A, % об.) ДТ на первом цикле поглощения

Поглотитель	V_{Σ} , см ³ /г	A, % об.
Образец 1	20,4	99
Образец 2	18,1	30
Образец 3	40,0	30
Образец 4	42,52	40
Образец 5	42,52	47
БТВМ-К	24,6	83

Для более полной оценки впитывания дизельного топлива в таблице 2 представлены также:

1) суммарный объем порозности ($V_{\Sigma 1}$, см³/г) поглотителей из волокон, который рассчитывался по формуле [4]:

$$V_{\Sigma 1} = \frac{1}{\delta} - \frac{1}{d}, \quad (1)$$

где δ – кажущаяся плотность куска волокнистого материала, г/см³; d – его истинная плотность, г/см³; объем порозности слоя ($V_{\Sigma 2}$, см³/г) дисперсного материала, который можно рассчитать по формуле [4]:

$$V_{\Sigma 2} = \frac{1}{\Delta} - \frac{1}{\delta}, \quad (2)$$

где Δ – насыпная плотность, г/см³;

2) доля заполнения пор (A , % об.) нефтепродуктом у образцов поглотителей при первом цикле поглощения, которая рассчитывается по формулам для волокнистых материалов и дисперсных материалов соответственно:

$$A = \frac{V_1}{V_{\Sigma}} \left(\frac{V_1}{V_{\Sigma 2}} \right). \quad (3)$$

Видно (см. рисунок), что многоцикловой режим работы образца 4 при отжиме данным способом невозможен, вследствие необратимого сжатия зерен поглотителя при регенерации.

Наименьшими значениями удельных масс впитанного ДТ при трех циклах работы обладают образцы 2 и 3 ввиду малой доли заполнения их пор (см. табл. 2), что в первом случае объясняется недостаточной гидрофобностью образца, в целом, и как следствие – низкой плавучестью большинства частиц образца; во втором случае – большей долей частиц с закрытыми порами (капиллярами).

При первом цикле работы образцов 1 и 5 и БТВМ-К они имеют практически равные значения удельной массы ДТ, впитанного ими, однако уже на втором и третьем циклах удельная масса ДТ, впитанного БТВМ-К, пре-восходит удельную массу ДТ, впитанного образцами 1 и 5. Объяснением этому служит, значительная потеря образцом 1 своей поглотительной способности по причине механического разрушения частиц при регенерации, а также последующего неполного восстановления зерен образца 5, в то время как образец БТВМ-К за счет упругости волокон структуры способен впитывать значительные количества ДТ (50...60 % от первичного объема) при повторных циклах использования. Таким образом, образец БТВМ-К нисколько не уступает, а наоборот, превосходит по впитывающей способности широко используемых поглотителей.

Имея сведения о высокой термостойкости базальтовых материалов, было решено провести исследование их пожаротушащей способности. При этом из них было образовано одеяло, состоящее из двух слоев базальтовой ткани и слоя базальтового картона между ними для придания механической прочности за счет ткани.

Объектами сравнения были выбраны опытные образцы широко используемых пожаротушащих материалов: образец «а» – кошма на основе кремнезема; образец «б» – асбестовое одеяло.

Время процесса тушения модельного очага возгорания класса опасности А каждым из опытных образцами составляло 2 мин.

При накрытии очага возгорания базальтовым одеялом стойкое пламенное горение прекращалось практически мгновенно, а дым сквозь изделие не проникал. После двухминутной выдержки и затем снятия изделия

наблюдалось прозрачное задымление, но открытого пламя любой величины не наблюдалось. При испытании образца «а» стойкое пламенное горение прекращалось практически мгновенно после накрытия им очага возгорания, при этом наблюдалось проникновение дыма через образец. После его снятия по прошествии известного отрезка времени помимо прозрачного облака дыма наблюдалось открытое пламя незначительной величины. При испытании образца «б» также наблюдалось мгновенное прекращение пламенного горения, а сквозь образец проходило едва заметное облако дыма. После снятия образца «б» наблюдалось несущественное прозрачное облако дыма, но открытого пламени любой величины, как во втором случае, не наблюдалось.

По итогам испытания данных пожаротушащих средств изделие было признано равноценным asbestosому одеялу, что подтверждает целесообразность его использования в пожароопасных ситуациях.

Стоит отметить, что благодаря своим высоким прочностным свойствам базальтовая ткань может быть использована в качестве оболочки картона – в виде базальтового одеяла – при ликвидации разливов нефтепродуктов для сохранения целостности базальтового картона (БТВМ-К). Таким образом, это изделие будет достойным дополнением к ассортименту поглотителей нефтепродуктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Базальтовое волокно. Базальтовый картон // ООО «Завод изоляции». – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.basaltfibre.com>. – Дата доступа. – 24.09.2006.
2. Многоцелевое средство для ликвидации ЧС (разливов жидкостей) / В.С. Быховская [и др.] // Экология, энергетика, экономика: межвуз. сб. науч. тр. – СПб.: Менделеев, 2006. – Вып. Х. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. – С. 204.
3. Переработка органоминеральных техногенных отходов упаковочных материалов / И.И. Лопушинская [и др.]. // Экология, энергетика, экономика: межвуз. сб. науч. тр. – СПб.: С.-Петербург. ун-т, 2000. – С. 175.
4. Кельцев, Н.В. Основы сорбционной техники / Н.В. Кельцев. – М.: Химия, 1984. – 286 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ, НАДЁЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е.В. Андреева

*Виды нагрузок, действующих на трубопровод при строительстве
в сейсмически опасных зонах.....* 3

А.П. Беспалов

*Стратегия развития российского трубоукладочного флота
для строительства и ремонта морских трубопроводов.....* 7

В.К. Липский, Л.М. Спиридёнок, И.А. Свирко

*Совершенствование нормативной базы по проектированию
и устройству стальных резервуаров* 13

А.Н. Воронин, Н.Н. Пистунович

*Использование системы функционального моделирования IDEF0
при идентификации опасностей в магистральном трубопроводном транспорте....* 17

2. ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В.И. Байков, И.А. Гишкелюк, Т.В. Сидорович, Б.А. Тонконогов, А.М. Русь
*Математическая модель тепловых процессов
при электродуговой заварке дефектов в стенке трубопровода.....* 23

В.И. Байков, И.А. Гишкелюк, Т.В. Сидорович, Б.А. Тонконогов, А.М. Русь
*Компьютерное моделирование полей температур и эффективных напряжений
в стенке трубы газопровода при проведении сварочных работ.....* 33

Л.Я. Побережный

Стресс-коррозионная деградация магистральных трубопроводов 43

А.Г. Кульбей

*Обеспечение надежной и безопасной работы подводных переходов
магистральных трубопроводов* 47

Н.А. Гаррис, Г.Р. Аскarov

*Рост коррозионной активности грунта
с увеличением числа колебаний температуры* 54

И.А. Прокопенко

*Методика определения ширины траншеи по дну при разработке траншеи
на участке пересечения береговой линии морским трубопроводом* 60

3. ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Долгий, И.М. Блакунов, Н.А. Гейдан, С.П. Пантелеимонов <i>Опыт обработки данных внутритрубного обнаружения несанкционированных сквозных отверстий в стенке магистрального трубопровода</i>	65
Н.П. Мигун, А.Б. Гнусин, И.В. Волович <i>О возможности мониторинга поверхности сплошности сосудов, работающих под давлением, с помощью методов капиллярной дефектоскопии</i>	72
А.В. Рабцевич, О.В. Мацулевич, В.А. Рудницкий <i>Особенности контроля твердости металлических тонкостенных изделий и изделий с низким качеством обработки поверхности</i>	79
В.Л. Венгринович, Д.В. Дмитрович <i>Особенности оценки плосконапряженного состояния методом магнитных шумов</i>	89
Н.В. Грунтович, А.А. Кибалко, М.Н. Клебанова <i>Техническое диагностирование энергетического и технологического оборудования, проблемы и решения</i>	98
А.В. Чернышев, И.Е. Загорский <i>Выхревковый автоматизированный дефектоскоп с многоэлементным преобразователем</i>	103
И.Р. Махкин <i>PIMSlider – система контроля целостности трубопровода. Готовые решения, опыт внедрения</i>	111
С.С. Сергеев, А.П. Марков, А.В. Иванов, В.А. Левчук <i>Техника и технологии оптической визуализации внутренних поверхностей труб</i> ...	123
С.Г. Сандомирский, С.А. Ревяко <i>Методические основы и возможности безэлектронной магнитной индикации толщины защитного покрытия трубопроводов</i>	132
Н.В. Грунтович, А.А. Кибалко, А.Л. Ляшкевич <i>Структура и задачи экспертной системы технического диагностирования трансформаторов 110 ... 330 кВ</i>	141
Д.А. Годовский <i>Диагностика рабочих лопаток турбины газоперекачивающих агрегатов типа ГТК-10И и ГТК-25И.</i>	146

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И ГАЗА

А.А. Долгий, А.Д. Прохоров, С.Н. Челинцев

*Варианты оценки концентрации противотурбулентной присадки
в нефтепродукте при его транспортировке по магистральному трубопроводу.....* 155

А.А. Коршак, М.Н. Хуссайн

*Применение противотурбулентной присадки для обеспечения безопасной
эксплуатации нефтепроводов с ограничениями по рабочему давлению* 164

А.А. Коршак, М.Н. Хуссайн

*Об области применения противотурбулентной присадки
при решении задачи увеличения производительности* 167

Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн

*Оперативное управление энергоэффективностью
участка магистрального нефтепровода* 171

О.Ю. Володченкова

*Классификация теплоизоляционных материалов
в трубопроводном строительстве* 187

5. ЛИКВИДАЦИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

А.А. Коршак

*Методические основы выбора технических средств сокращения потерь нефти
и бензинов от испарения* 191

А.А. Коршак, С.Л. Щепин

*Об области эффективного применения эжекторных систем улавливания
легких фракций* 196

А.А. Долгий, В.В. Маркуль

*Опыт многолетнего использования подповерхностного радиолокационного
зондирования (GPR) для оценки степени загрязнения грунтов
при утечках из трубопроводов* 200

В.К. Липский, Д.П. Комаровский, Л.М. Спиридёнок, А.И. Сераков, О.В. Киселёв <i>Ликвидация последствий аварийных разливов нефтепродуктов в сложных гидрометеорологических условиях (опыт аварии на МНПП «Унеча – Полоцк»)</i>	207
В.К. Липский, Н.Л. Белорусова, А.А. Карпухина <i>Способ определения опасности загрязнения водных объектов при авариях на нефтепроводах</i>	215
Ю.Г. Кузьминский, В.И. Вьюн <i>Вопросы реализации волнового метода локализации утечек</i>	224
В.Е. Савенок, В.Р. Измайлович, Д.В. Габелев <i>Технология локализации нефтяных загрязнений на водотоках во время ледохода</i>	232
А.М. Болдырев, В.С. Быховская, Г.К. Ивахнюк, А.С. Князев, И.С. Рахимова <i>Применение материалов из базальтового волокна для ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов</i>	238

Научное издание

**НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ
МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

**Сборник научных трудов
VI международной научно-технической конференции**

Текст печатается в авторской редакции

Ответственный за выпуск В.К. Липский

**Технический редактор Р.Н. Авласенок
Дизайн обложки И.С. Васильевой**

**Подписано в печать 26.03.08. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная.
Гарнитура Таймс. Ризография.
Усл. печ. л. 14,38. Уч.-изд. л. 15,08. Тираж 75 экз. Заказ № 520.**

**Издатель и полиграфическое исполнение
Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»**

**ЛИ 02330/0133020 от 30.04.04
ЛП № 02330/0133128 от 27.05.04**

211440 г. Новополоцк, ул. Блохина, 29