

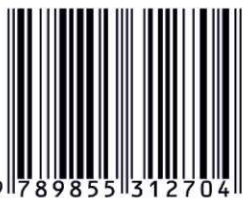
НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА



НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

МАТЕРИАЛЫ VII МЕЖДУНАРОДНОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

ISBN 978-985-531-270-4



9 789855 312704



ГОСПРОМНАДЗОР РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ОАО «БЕЛТРАНСГАЗ»
ОАО «ГОМЕЛЬТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»
ОАО «ПОЛОЦКТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»
ЧУП «ЗАПАД-ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»
ПОЛОЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Материалы
VII международной научно-технической конференции
(Новополоцк, 22 – 25 ноября 2011 г.)

Под общей редакцией
д-ра техн. наук, проф. В. К. Липского



Новополоцк
ПГУ
2011

УДК 622.69
Н17

Редакционная коллегия:

Л. М. Спириденко (председатель), Д. П. Комаровский (отв. за выпуск),
П. В. Коваленко, А. Г. Кульбей, А. И. Вегера, С. А. Захаревич (Республика Беларусь);
М. В. Лисанов, Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков (Российская Федерация);
М. Д. Середюк (Украина)

Надежность и безопасность магистрального трубопроводно-
Н17 **го транспорта** : материалы VII междунар. науч.-техн. конф., Новопо-
лоцк, 22 – 25 ноября 2011 г. / Полоц. гос. ун-т; под общ. ред. д-ра техн.
наук, проф. В. К. Липского. – Новополоцк, 2011. – 292 с.

ISBN 978-985-531-270-4.

Освещены проблемы обеспечения безопасности при эксплуатации и техни-
ческом обслуживании трубопроводов и оборудования нефтегазопроводов и
нефтегазохранилищ, а также экологические, экономические и правовые аспек-
ты этих проблем.

Для научных и инженерно-технических работников, занятых проектиро-
ванием, сооружением и эксплуатацией трубопроводного транспорта, а также
для преподавателей вузов, аспирантов, магистрантов и студентов технических
специальностей учреждений образования.

УДК 622.69

ISBN 978-985-531-270-4

© УО «Полоцкий государственный университет», 2011

I. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 621.6.01

МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

В. В. Аладинский, Ю. Б. Григорьева

*ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти
и нефтепродуктов», г. Москва, Российская Федерация*

В докладе представлены основные направления развития мониторинга как инструмента поддержки принятия решений в управлении техническим состоянием магистрального нефтепроводного транспорта. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов, оптимизации материальных затрат на их эксплуатацию необходимо мониторинг технического состояния (контроль, оценка, прогнозирование, регулирование и управление) как инструмент для принятия краткосрочных и долгосрочных решений.

УДК 621.6.01

О НОВЫХ ИЗДЕЛИЯХ, ВЫПУСКАЕМЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ «СКОРАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПОМОЩЬ»

А. А. Андреев, С. И. Зарецкий

ООО «Скорая экологическая помощь», г. Брянск, Российская Федерация

Основным видом деятельности производственного предприятия «Скорая экологическая помощь» является разработка, изготовление и поставка:

- резервуарного оборудования (понтонеры, ПРУ-Д и ПРУМ-Д, размывающие сопла СВК-ЭН-400 (100, 150), стенды проверки и настройки дыхательных клапанов и т.п.);
- устройств по локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов;
- установок по переработке нефтешламов типа УЗГ-1м на производительность от 1,0 т/ч до 8,0 т/ч.

Касаясь тематики настоящей конференции, коротко остановимся на особенностях новых и усовершенствованных следующих изделий:

1) установки по удалению воздушных пробок из магистрального трубопровода;

2) усовершенствованные конструкции двудечных блочных алюминиевых понтонов БПА-200÷50000, заполненных жестким самозатухающим пенополиуретаном;

3) активные мусоронефтеборщики ПП-1-МНС.

Установки УВП-150...1000 (1200). Образующиеся в процессе эксплуатации газоздушные пробки на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в результате ремонтных работ (вырезки дефектных участков), на самотечных участках и т.п. крайне негативно влияют на надежность магистральных нефтепроводов: на подводные переходы, резервуары, магистральные агрегаты. Одной из задач является удаление газоздушных пробок.

Предприятием разработаны и запатентованы установки по удалению воздушных пробок для трубопроводов диаметром от 150 до 1200 мм, состоящие из отделителя, накопителя (аккумулирующей емкости) и сбросного клапана. Установки ставятся за фильтрами-грязеуловителями НПС перед подводными переходами и могут использоваться на объектах нефтедобычи для отделения газового компонента.

Понтоны БПА-200÷50000. В отличие от алюминиевых понтонов на полых цилиндрических поплавках, понтоны БПА имеют ряд существенных преимуществ по надежности и пожарной безопасности.

Главное принципиальное отличие состоит в том, что блоки таких понтонов и периметральный затвор, погруженные в жидкость, более чем на 99 % закрывают поверхность испарения, т.е. под понтоном нет «газовой подушки» и открытой поверхности испарения.

Ковер понтона состоит из двудечных алюминиевых блоков толщиной 42 мм, в отличие от ковра понтонов на цилиндрических поплавках толщиной 0,6 мм.

Прочность ковра понтона БПА и коррозионностойкость кратно превышает параметры по надежности понтонов на цилиндрических поплавках. Проведенные компанией «Транснефть» замеры по потерям от испарений по итогам эксплуатации в течение 1,5 лет показали, что сокращение потерь от испарений достигает 99 %.

С учетом результатов мониторинга эксплуатации более 150 понтонов БПА предприятие постоянно совершенствует их конструкцию. В частности,

а) внедрены продольные балки таврошвеллерного сечения,

б) усовершенствована конструкция крепления регулируемых опор;

в) внедрен двойной уплотнительный элемент периметрального затвора (периметральный полиуретановый тор, погруженный в жидкость);

г) для РВСП объемом до 2000 м³ разработан радиально-секторный понтон БПА.

Активный мусорнефтегесборщик ПП-1-МНС. Основой-базой является катамаран на цилиндрических поплавках, заполненных пенополиуретаном размером 6000 × 2400 мм. Рабочий орган речечно-щеточный с гидроприводом.

УДК 630*181:528.088.24:621.644

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПО ДЕНДРОШКАЛАМ РАДИАЛЬНОГО ПРИРОСТА СОСНЫ НА ТРАССАХ ТРУБОПРОВОДА СЕВЕРА БЕЛАРУСИ

А. А. Болботунов, А. Н. Пошелюк, К. А. Болботунов, Л. В. Романенко
*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Изменения климата сопровождаются многочисленными экстремальными погодными и климатическими проявлениями (ливни, наводнения, засухи, ураганы, сильная жара, чередование оттепелей и низких температур), которые негативно сказываются на состоянии взаимообусловленных природных и техногенных экосистем.

Два последних десятилетия характеризуются увеличением частоты и интенсивности экстремальных явлений, что обусловило увеличение рисков и потерь.

Перевод в 2007 г. трасс трубопроводов Беларуси в категорию земель промышленности, транспорта, связи, обороны и иного назначения, означал переход из сервитутного права в основные землепользователи и повышение ответственности за эффективное целевое использование земель под трассами трубопровода и смежных землепользователей. Это в основном землепользователи сельскохозяйственного производства и лесного фонда, которые одноразово получили возмещение потерь сельскохозяйственного или лесохозяйственного производства при передаче земель. Эта категория земель увеличилась после включения земель транспорта на 40 тыс. га (5,9 %) и составила 3,5 % от общей площади земель Беларуси.

Водные объекты и болота являются наиболее уязвимыми в аварийных ситуациях на трассах трубопроводов, локализуя их проявление или увеличивая площади в зависимости от геоморфологической и гидрогеологической ситуации.

Уязвимость трасс трубопроводов является функцией не только негативных воздействий климата, но и способности объектов адаптироваться к ним. Не случайно в СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» ме-

ждународной НТК по стандартизации, техническому нормированию и сертификации в строительстве с 2000 года введено требование о необходимости разработки дополнительных мероприятий по противопожарной защите при прокладке трубопроводов в торфяных почвах и согласования с органами пожарного надзора. Однако предложение адаптационных мероприятий требует проведения научных исследований, касающихся как природных экосистем, так и техногенных комплексов, по выявлению их уязвимости к воздействию климата.

Комплексный характер предлагаемого подхода выражается в согласованном использовании экспериментальных дендроклиматохронологических данных (дендрошкал радиального прироста) применительно к региональным условиям проложения трасс трубопроводов и их эксплуатации.

Годичные кольца деревьев сосны, растущих вдоль трасс трубопроводов на лесных территориях севера Беларуси, выполняют роль объективных природных мониторов.

Объектами исследований явились наиболее распространенные в гидромелиоративном фонде и на трассах Сургут – Полоцк, Полоцк – Скрудалиене осоково-сфагновые и багульниково-чернично-сфагновые сосняки. Объекты исследований располагаются в Полоцком, Верхнедвинском, Городокском лесхозах Витебской области, а также на территориях Национального парка «Браславские озера» и гидрологического заказника «Ельня». Они послужили основой для разработки дендрошкал вековых насаждений применительно к условиям местонахождения трасс трубопроводов.

В таблицах 1, 2 представлены экстремальные значения среднемесячных температур и осадков, наблюдавшихся за период потепления.

Таблица 1

Изменение тепло-влагообеспеченности за период потепления на ГМС Полоцк

месяц	среднемесячная температура воздуха, °С			среднемесячная сумма осадков, мм		
	1966 – 1987 гг	1988 – 2009 гг	разность	1966 – 1987 гг	1988 – 2009 гг	разность
январь	– 8,5	– 4,2	4,3	42	47	5
февраль	– 7,2	– 4,2	3,0	32	49	17
март	– 1,9	– 0,2	1,7	37	44	7
апрель	5,4	6,7	1,3	42	39	– 3
май	12,6	12,4	– 0,2	53	64	11
июнь	15,8	16,1	0,3	84	92	8
июль	16,9	18,1	1,2	82	88	6
август	15,9	16,5	0,6	63	73	10
сентябрь	10,8	11,4	0,6	65	65	0
октябрь	5,7	6,0	0,3	56	69	13
ноябрь	0,7	0,1	– 0,6	54	55	1
декабрь	– 4,3	– 3,5	0,8	57	48	– 9
среднее	5,2	6,3	1,1	667	727	60

Изменение тепло-влажнообеспеченности за период потепления на ГМС Витебск

месяц	среднемесячная температура воздуха, °С			среднемесячная сумма осадков, мм		
	1966 – 1987 гг	1988 – 2009 гг	разность	1966 – 1987 гг	1988 – 2009 гг	разность
январь	– 9,1	– 4,1	5,0	39	52	13
февраль	– 7,6	– 4,5	3,1	27	50	23
март	– 2,1	– 0,1	2,0	33	48	15
апрель	5,6	7,1	1,5	42	34	– 8
май	12,7	12,8	0,1	57	58	1
июнь	15,9	16,6	0,7	78	84	6
июль	17,0	18,7	1,7	88	86	– 2
август	16,0	17,2	1,2	58	84	26
сентябрь	10,8	11,8	1,0	64	64	0
октябрь	5,4	6,3	0,9	51	68	17
ноябрь	0,2	0,3	0,1	53	57	4
декабрь	– 4,8	– 3,5	1,3	51	53	2
среднее	5,0	6,5	1,5	641	738	97

Следует отметить, что вдоль трассы Сургут – Полоцк в непосредственной близости от нее располагаются бессточные озера: Близнецы, Волосятник, Долгое, Мелкое, Жабенок, Круглое, Колпино, Лутенок, которые характеризуются повышенной амплитудой колебания уровня грунтовых вод и представляют интерес для разработки дендрохронологического материала, а также оценки прошлого и современного состояния окружающей среды и разработки адаптационных мероприятий по ослаблению влияния негативных гидрологических изменений на надежность функционирования трасс.

В докладе рассмотрено пространственно-временное распределение осадков в период потепления климата на севере Беларуси, которое характеризуется значительным увеличением количества выпадающих осадков (более 700 мм в год по гидрометеостанциям Лынтупы, Полоцк, Витебск), превышающим величину испарения на 100 – 120 мм. Рост температур в зимний период достигал 4,3 – 5 °С по сравнению с предыдущим периодом.

Разработка сверхвековых дендрошквал радиального прироста сосны в гидроморфных условиях позволило выявить циклопериодические зависимости снижения ширины годичного кольца деревьев или их усыхания (озеро Сельпе, Национальный парк «Браславские озера») с периодами избыточного увлажнения, что также может негативно повлиять в эти периоды на уязвимость линейной части трубопроводов.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА РИСКА АВАРИЙ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Г. Г. Васильев, А. Н. Лаврентьева

*Российский государственный университет нефти и газа
им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация*

Методология анализа риска как эффективный инструмент принятия решений в условиях неоднозначности постепенно находит понимание в региональных, районных и городских администрациях и закрепляется местными законодательными и нормативно-правовыми документами [1].

В настоящее время имеется нормативно-методическая база для анализа риска аварий, отличающихся по методологической схеме анализа, методам оценки риска и идентификации опасностей. Для выбора наиболее подходящего метода анализа риска для подводных трубопроводов необходимо провести сравнение существующих методик.

Анализ риска в узком смысле понимается как характеристика и оценка риска, сравнение количественно оцененных значений анализируемого риска с другими видами риска с целью определения степени приемлемости и выработки приоритетов управления.

В докладе рассматриваются общая схема и методы анализа риска, приведенных в РД 03-418-01, ГОСТ Р 51901-2002, СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-351-2009, ГОСТ Р 51901.11-2005 и др.

В настоящее время процедура анализа риска аварий в основном опирается на субъективные мнения и экспертные оценки. Имеющиеся документы не дают конкретного расчетно-методического аппарата, но создают нормативно-методологическую базу, на основе которой можно разрабатывать расчетные методики. Применение предлагаемых методик для подводных трубопроводов возможно в случае использования их в комплексе в зависимости от конкретных целей и задач исследования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быков, А. А. О методических вопросах оценки техногенного риска / А. А. Быков // Проблемы анализа риска. – 2009. – Т. 6. – № 3.

ПРИБОРЫ, МЕТОДИКА И СПОСОБЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ МАГНИТОШУМОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ НЕРАЗРУШАЮЩЕМ КОНТРОЛЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В. Л. Венгринович¹, Д. В. Дмитриевич¹, В. В. Воробьев²

¹ ГНУ «Институт прикладной физики НАНБ», г. Минск, Республика Беларусь

² ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

Оценка остаточного и приложенных напряжений в проектируемых и эксплуатируемых конструкциях – одна из ключевых проблем, решение которой дает возможность предсказать остаточный ресурс, оптимизировать технологический процесс и избежать поломок при эксплуатации. Нами предпринята попытка количественного исследования двусосного напряжения с помощью метода магнитного шума Баркгаузена. Знание напряженно-деформированного состояния (НДС) дает возможность управления ресурсом изделий и конструкций. Поэтому ключевым этапом при оценке технического состояния оборудования, оценке остаточного ресурса и расчетах на прочность является оценка предельного напряженного состояния и основанных на нем критериев надежности оборудования, соответствующих конкретным режимам и условиям эксплуатации. Основной недостаток существующих подходов состоит в предположении, что главные граничные условия, накладываемые напряжением и значениями деформации как отношением между девиаторной и сферической частями тензора напряжения, являются необоснованными в применении к подобным компонентам измеренных значений магнитных параметров. Это приводит к дополнительной неопределенности измерения двусосного напряженного состояния с помощью магнитных параметров.

С помощью двух установок на растяжение-сжатие и изгиб для калибровки двусосного НДС с использованием крестообразных образцов, обеспечивающих фиксацию величины деформаций в процессе калибровки, изучена ситуация, моделирующая условия двусосной деформации в магистральных трубопроводах.

Наряду с двусосной деформацией в упругой области был осуществлен последовательный циклический одноосный изгиб с одноступенчатым ростом деформации в упругой и пластической областях соответственно. Синхронно измеряемые значения шума Баркгаузена дали возможность получить диаграммы, называемые магнитопластическими петлями гистерезиса.

С информационной точки зрения все измерения таких величин, как напряжение, могут быть охарактеризованы как «косвенные», в то время как данные измерений магнитного шума Баркгаузена и деформаций – как неполные и зашумленные. Исходя из этого, задача измерения напряжений сведена к обратной задаче, и рекомендованы способы ее решения с учетом известной априорной информации о взаимосвязи между главными значениями напряжений.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

П. М. Войтов

ОАО «Белтрансгаз», г. Минск, Республика Беларусь

Важнейшей задачей ОАО «Белтрансгаз» как основного поставщика топливно-энергетических ресурсов в республику является надежное и стабильное обеспечение потребителей природным газом. Развитие народного хозяйства Республики Беларусь стимулирует модернизацию и развитие газотранспортной системы с одновременным повышением требований к надежности эксплуатации магистральных газопроводов. В связи с этим особую значимость приобретает осуществление комплекса мер по оптимизации технологических режимов работы газотранспортной системы, проведение энергосберегающих мероприятий, повышение надежности ее функционирования.

В настоящее время на территории Республики Беларусь функционирует система магистральных газопроводов, эксплуатируемая ОАО «Белтрансгаз», которая включает в себя 7 магистральных газопроводов, 233 газораспределительных станций, 5 линейных компрессорных станций, 24 автомобильные газонаполнительные компрессорные станции, Осиповичское, Прибугское и Мозырское подземные хранилища газа.

Общая протяженность газопроводов составляет более 7,5 тыс. км в одностороннем исчислении.

Основными направлениями деятельности ОАО «Белтрансгаз» в целях повышения надежности и безопасности газотранспортной системы являются:

- повышение качества проектных работ и строительства объектов магистральных газопроводов (МГ);
- дальнейшее совершенствование системы эксплуатации, включая диагностику, техническое обслуживание и ремонт;
- реконструкция (модернизация) и техническое перевооружение производства;
- подготовка кадров и повышение квалификации;
- развитие подземных хранилищ газа.

В настоящее время самым эффективным и достоверным методом обследования дефектности металла трубы и сварных соединений линейной части (ЛЧ) магистральных трубопроводов без остановки и изменения режимов транспортировки перекачиваемого продукта является внутритрубная диагностика (ВТД). Общим признаком всех обследованных газопроводов, эксплуатируемых ОАО «Белтрансгаз», является значительное количе-

ство фактических дефектов строительно-монтажного и заводского происхождения (до 80 – 85 % от общего количества).

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

С 1995 года по настоящее время проинспектировано 3474 км газопроводов, завершена внутритрубная диагностика всех магистральных газопроводов. В 2010 году впервые выполнена ВТД компрессорного цеха на КС «Минск» с использованием телеуправляемого диагностического комплекса.

Четко построенная система обслуживания и проведение технического диагностирования не могут в полной мере гарантировать безотказную работу опасных производственных объектов, так как, кроме технических причин, еще существует человеческий фактор.

Анализ произошедших аварий и инцидентов показывает, что их причинами являлись:

- некачественное выполнение строительно-монтажных работ – 67 %;
- заводской брак – 33 %.

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

Обособленными подразделениями ОАО «Белтрансгаз» пересмотрено и согласовано 15 инструкций по взаимодействию между управлениями магистральных газопроводов (УМГ) и областными управлениями МЧС при локализации и ликвидации инцидентов и аварийных ситуаций на объектах магистральных газопроводов.

Для обобщения опыта локализации и ликвидации инцидентов, координации действий обособленных подразделений смоделированы варианты возможных инцидентов на объектах линейной части магистральных газопроводов с подробным описанием действий и взаимодействия персонала, перечнем привлекаемой техники, графиком ликвидации. Все обособленные подразделения (УМГ) укомплектованы аварийным запасом материалов и оборудования для проведения аварийных ремонтно-восстановительных работ.

ОАО «Белтрансгаз» оснащено новейшими технологическими системами контроля и предупреждения безаварийной работы всей газотранспортной системы. УМГ налажено взаимодействие с местной властью, территориальными подразделениями органов внутренних дел, КГБ, МЧС, ремонтно-восстановительными службами. Состояние физической охраны, степень технической оснащенности, уровень проводимых организацион-

ных мероприятий позволяют сделать вывод, что охрана и безопасность объектов ОАО «Белтрансгаз» обеспечены.

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

УДК 336.76: 622.698

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СЦЕНАРНОГО ПОДХОДА В СИСТЕМЕ МЕНЕДЖМЕНТА РИСКОВ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

А. Н. Воронин, В. К. Липский

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

При функционировании магистрального трубопроводного транспорта опасность может возникать в рамках одного процесса, а также переходить от одного процесса к другому. Поэтому при разработке системы менеджмента рисков целесообразно использовать системный и процессный подходы.

Идентификация опасностей является первоначальным этапом анализа риска. Процедура идентификации может осуществляться различными методами. Задачу идентификации и описания процессов, влияющих на деятельность предприятия магистрального трубопроводного транспорта, можно решать с использованием метода моделирования. В данном случае удобно использовать методологию функционального моделирования структуры процессов IDEF0, которая позволяет при составлении модели деятельности предприятия магистрального трубопроводного транспорта использовать процессный и системный подходы.

На этапе оценки опасностей рационально использовать подходы логико-вероятностного исчисления, согласно которым полученную функциональную модель деятельности процесса либо предприятия магистрального трубопроводного транспорта необходимо преобразовать в логическую модель, используя логико-вероятностное исчисление.

Известно два подхода к построению логической модели: первый – физический, предложенный И. А. Рябининым, второй – сценарный, предложенный А. И. Можяевым.

При физическом подходе в вершинах структурной модели находятся материальные объекты, а связи между ними не имеют направленного действия и также представляют собой физические объекты (электрические про-

вода, трубы и т.д.). В данном случае авария, ведущая к неработоспособности системы, определяется с помощью поиска минимальных сечений отказа.

Сценарный подход используется для инициирующих событий, ведущих к аварийным ситуациям, которые соединены причинно-следственными связями. Данный подход ближе к методологии функционального моделирования. Описываемые процессы являются носителями потерь качества продукции либо услуги, а соответственно, и безопасности. Поэтому каждый процесс может являться инициирующим событием, ведущим к аварийной ситуации. Процесс может подразумевать возникновение многих неблагоприятных событий, однако для каждого конкретного вида опасности можно задать численные значения вероятности возникновения опасности методом экспертных оценок.

В завершающей стадии разработки системы менеджмента рисков логическую модель необходимо преобразовать в эквивалентную вероятностную при помощи математических операций ортогонализации, разрезания и т.д. с получением ортогональной дизъюнктивно-нормальной формы, что даст возможность получить численные значения риска при функционировании магистрального трубопроводного транспорта. Логическая и вероятностная модели представляют собой механизм управления рисками.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов / Стройконсультант [Электронный ресурс]. – Электрон. текстовые дан. и прогр. (2,5 Гб). – Москва : Госстрой РФ, 2002. – 4 электрон. опт. диск (CD-ROM).

2. Надежность и безопасность структурно-сложных систем. – СПб. : Политехника, 2000. – 248 с.

УДК 621.643/644:620.193.33

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗКАХ

А. А. Герасименко

*Омский государственный технический университет, г. Омск,
Российская Федерация*

При нагружении скорость роста усталостных трещин нормального отрыва описывается формулой Пэриса:

$$\frac{da}{dN} = C(\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

Существенной особенностью поверхностных трещин трубопроводов является условие двухосного нагружения. Сделано предположение о том, что скорость роста трещины зависит как от величины коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I , так и от степени двухосности напряженного состояния λ [1]. Тогда зависимость между скоростью роста трещин и коэффициентом интенсивности напряжений:

$$\frac{da}{dN} = C(\sqrt{1 + k\lambda}\Delta K_I)^n, \quad (2),$$

где a – размер трещины;

N – число циклов нагружения;

ΔK_I – размах коэффициента интенсивности напряжений;

C, n – механические характеристики материала;

k – коэффициент, учитывающий восприимчивость материала к двухосному нагружению.

Интегрируя дифференциальное уравнение (1) по размеру трещины, предполагая, что рост трещины продолжается до критического значения коэффициента интенсивности напряжений K_{IC} либо до того момента, когда глубина поверхностной трещины станет равной толщине стенки трубопровода, получаем общую формулу для определения остаточного ресурса:

$$N^* = \int_{a_0}^{a=\delta} \frac{da}{f(\Delta K, C, n, k, \lambda)}, \quad (3)$$

где a_0 – зафиксированный размер трещины;

δ – толщина стенки трубы;

N^* – число циклов нагружения трубопровода до разрушения.

На примере участка с нефтепродуктами от резервуара до насосной станции показана применимость предложенной методики оценки остаточного ресурса с учетом степени двухосного напряжения.

В результате диагностики в приемо-раздаточном патрубке на его внешней и внутренней стороне обнаружены поверхностные трещины глубиной 1 мм, длиной 6мм.

Для расчета напряжений в месте врезки приемо-раздаточного патрубка, необходимо:

- в программном комплексе ANSYS смоделировать резервуар, создать жесткое закрепление по нижней кромке, по боковым кромкам ограничить перемещения по осям. В узле, который принимается за место врезки патрубка, приложить единичную силу, произвести расчет и определить перемещения в узле, в котором была приложена сила;

- в программном комплексе BENTLY AUTOPIPE необходимо построить часть технологической схемы от насосной станции до резервуара,

задать начальные параметры (давление, температура), расставить необходимые стойки и арматуру. В месте врезки трубопровода в резервуар задать жесткость как величину, обратную податливости, полученной в ANSYS. Произвести расчет напряжений в трубопроводе, полученные значения напряжений подставить в формулу (3).

Следует иметь в виду, что трещина на внешней стороне отвода находится в условиях двухосного растяжения, на внутренней – в условиях двухосного растяжения сжатия.

Таблица 1

Результаты расчета числа циклов до разрушения прямо-раздаточного патрубка

Дефект	Число циклов до разрушения по формуле Пэриса	Число циклов до разрушения с учетом степени двухосности напряженного состояния
на внешней стороне отвода в ПРП	521969	444877
на внутренней стороне отвода в ПРП	521969	620983

На рассмотренном примере хорошо показана важность учета двухосных напряжений, подтверждена правильность методики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вансович, К. А. К вопросу об исследовании кинетики роста трещин при двухосном нагружении / К. А. Вансович, А. В. Карасев // Вопросы динамики и прочности машиностроения. – 1983.

УДК 622.692.4

МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ

М. И. Гидзяк¹, И. П. Гидзяк²

¹ *Ивано-Франковское областное бюро технической инвентаризации, г. Ивано-Франковск, Украина;*

² *Ивано-Франковский национальный университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина*

Как известно, надежность магистрального трубопровода – это комплексное свойство сооружения, способность выполнять заданные функции, сохраняя на протяжении определенного времени определенные значения эксплуатационных параметров (показателей) в заданных пределах, что отвечает установленным режимам и условиям эксплуатации. Надеж-

ность трубопровода закладывается на этапе проектирования и обеспечивается при его строительстве и в процессе эксплуатации.

На этапах проектирования и строительства должны обеспечиваться выбор оптимальных вариантов трассы магистрального трубопровода, наилучшие условия для безаварийной эксплуатации как отдельных участков трубопровода, сооруженного в сложных условиях, так и в целом, минимальные приведенные затраты на строительство и эксплуатацию, рациональное использование материальных и трудовых ресурсов строительных организаций и минимальные сроки строительства.

На этапе эксплуатации магистральных трубопроводов теоретически можно рассматривать три случая: надежность трубопровода полностью обеспечивается этапом проектирования и строительством трубопроводов; надежность обеспечивается частично этапами проектирования и строительством трубопроводов и «дообеспечивается» в процессе эксплуатации путем проведения различных технических мероприятий; не обеспечивается надежность необходимого уровня.

Наиболее часто используется второй случай обеспечения надежности трубопровода. В данном случае на этапе эксплуатации должны решаться три взаимосвязанные задачи: выбор показателей и способов их измерения, с помощью которых можно определить напряженно-деформированное состояние трубопровода и тем самым установить уровень надежности; установление предельного значения напряженно-деформированного состояния, то есть уровня надежности эксплуатации магистрального трубопровода – как отдельных участков, так и трубопровода в целом; технический и экономический анализ различных вариантов обеспечения надежной эксплуатации трубопровода с целью выбора оптимального варианта.

Актуальность решения данных задач возрастает при эксплуатации трубопроводов в сложных условиях, где возникает угроза резкого снижения эксплуатационной надежности в результате действия оползня.

Для принятия эффективных мер по обеспечению надежной эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо знать и контролировать его техническое состояние. Следовательно, техническое состояние трубопровода определяется некоторой совокупностью различных параметров. К данному числу относится пространственное положение и напряженно-деформированное состояние трубопровода.

Положение участка магистрального трубопровода в пространстве, которое формируется под влиянием оползня, является интегральным результатом, несущим информацию о техническом состоянии трубопровода, в том числе напряжениях, которые возникают в нем. Данное обстоятельство позволяет проводить оценку напряженно-деформированного состояния по характеристикам его пространственного положения.

С геометрической точки зрения, магистральный трубопровод представляет собой непрерывную пространственную кривую. Измерив геодезическими методами координаты ее проекции в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, мы будем владеть дискретной информацией о плановом и высотном положении трубопровода в выбранной системе отсчета. Оценка параметров состояния участков магистрального трубопровода в любой точке предполагает интерполяцию дискретных значений некоторой известной функции, т.е. задача носит интерполяционный характер.

По нашему мнению, определение пространственного положения и оценка напряженного состояния участков трубопровода должны проводиться в комплексе с материалами аэрофотосъемки и материалами визуального и локального наземного инструментального обследования.

УДК 622.691.4.

АКТУАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИЧЕСКОГО РУКОВОДСТВА ПО ОЦЕНКЕ СТЕПЕНИ РИСКА АВАРИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

**А. И. Гражданкин¹, М.В. Лисанов¹, Д.В. Дегтярев², А.В. Савина²,
Е. А. Самусева¹, С. И. Сумской², А. Г. Габов³, А. А. Чевокин³**

¹ ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», г. Москва, Российская Федерация

² АНО «Агентство исследований промышленных рисков»,
г. Москва, Российская Федерация

³ ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов», г. Москва, Российская Федерация

В области анализа опасностей и количественной оценки риска аварий на магистральных нефтепроводах в РФ более десяти лет применяется «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», утвержденное приказом АК «Транснефть» от 30.12.99 № 152, согласованное письмом Госгортехнадзора России от 07.07.99 № 10-03/418. Середина 2000-х гг. отмечена неудачной попыткой применения узкоспециализированного инструментария вероятностного анализа безопасности (ВАБ) из атомной энергетики совершенно для другой отрасли – магистрального нефтепроводного транспорта. Тогда рынок труда переместил некоторых специалистов из атомной энергетики в сферу магистральных нефтепроводов (МН). Устаревшие подходы к проектированию и эксплуатации МН были изменены посредством инструментария ВАБ.

К 2006 году были изготовлены:

– РД-01.120.00-КТН-296-06. Вероятностный анализ безопасности магистральных нефтепроводов. Общие положения;

– РД-01.120.00-КТН-297-06. Методические рекомендации по выполнению вероятностного анализа безопасности объекта МН;

– РД-01.120.00-КТН-283-06. Требования к составу, содержанию и форме представления исходных данных для проведения вероятностного анализа безопасности объектов магистральных нефтепроводов.

Ввиду неясности целей и отсутствия результатов применения ВАБ для МН вышеприведенные документы были отменены по причине неактуальности и непригодности метода ВАБ без учета специфических свойств МН (протяженность, обширные связи с окружающей средой, широкий спектр применяемого оборудования и арматуры, их технического состояния и сроков ввода, эксплуатации и др.). Вместе с отменой ВАБ для МН было вновь введено в действие Методическое руководство по оценке степени риска аварий на МН, которое имеет обширный опыт применения при проектировании отечественных и зарубежных магистральных трубопроводов, декларировании их промышленной безопасности. В 2011 – 2012 гг. это руководство актуализируется как специальный инструмент анализа опасностей аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах.

В докладе представлен краткий обзор Методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах, регламентирующего процедуру оценки степени риска аварий на магистральных нефтепроводах, нефтепродуктопроводах, устанавливающего порядок и методику расчета частоты и последствий утечки и воспламенения опасных веществ при авариях на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

УДК 622.691

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ТРУБОПРОВОД

В. Я. Грудз, Н. М. Запухляк, В. Б. Запухляк

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

Еще в начале 90-х гг. в Украине и других государствах СНГ были известны случаи несанкционированных врезок в трубопроводы. И если тогда эти случаи были одиночными, то уже в начале 2000-х гг. статистика таких врезок значительно выросла.

Поэтому обеспечение промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта углеводородов и продуктов особенно актуально в связи с несанкционированными подключениями к трубопроводам с целью хищения продуктов перекачки, приобретающими все более широкие масштабы. Врезки нарушают герметичность трубопроводов, сокращают срок их эксплуатации, наносят значительный экономический ущерб, приводят к утечкам нефти и нефтепродуктов, создают предпосылки для возникновения чрезвычайных экологических ситуаций.

Убытки от несанкционированных подключений складываются из стоимости похищенного продукта и затрат на восстановление поврежденных участков трубопроводов, ликвидацию разливов. Причем последние, как правило, в десятки раз превышают первые.

Использование на магистральных трубопроводах эффективных систем обнаружения утечек позволило бы исключить такие убытки.

Сейчас для обнаружения врезок и утечек разработано большое количество методов [1], основанных на различных физических законах и явлениях, в частности, таких, как:

- метод понижения давления с фиксированной или скользящей уставкой;
- метод отрицательных ударных волн;
- метод сравнения расходов;
- радиоактивный метод;
- ультразвуковой метод (зондовый);
- метод акустической эмиссии;
- лазерный газоаналитический метод;
- визуальный метод;
- метод перепада давлений (зондовый);
- метод трассирующих газов;
- метод вихревых токов;
- комбинированный электромагнитный метод контроля;
- метод ударных волн Н. Е. Жуковского и др.

Ни один из перечисленных методов обнаружения утечек не удовлетворяет полностью всем предъявляемым к ним требованиям.

По мнению авторов, одним из самых перспективных методов определения места несанкционированной врезки является метод, предусматривающий применение поршня (рис.). Данный метод базируется на перетекании продукта из полости, где давление выше, в полость с более низким давлением.

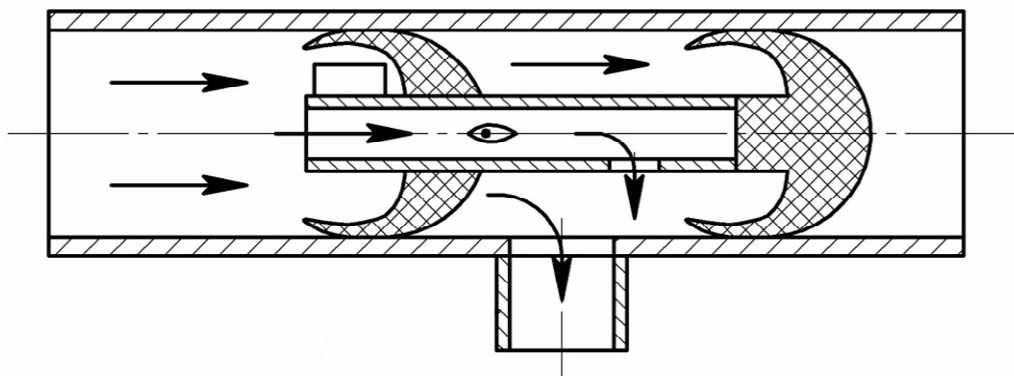


Рис. Поршень для определения места врезки в трубопровод

Применение такого метода (по сравнению с другими) не нуждается в значительных экономических затратах, позволяет точно устанавливать места несанкционированного отбора из трубопровода и повышает его гидравлическую эффективность.

Рядом с этим приведенный способ имеет и недостатки. Одним из них является невозможность определения места несанкционированной врезки, когда не происходит отбор продукта. Но при объединении этого метода с методом, в котором применяется принцип создания и принятия акустических колебаний, такой недостаток устраняется.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гольянов, А. А. Анализ методов обнаружения утечек на трубопроводах / А. А. Гольянов // Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2002. – № 10 – 11. – С. 5 – 14.

УДК 622.691

ОЦЕНИВАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПОТЕРЬ ГАЗА И ПЛОЩАДИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ ПОВРЕЖДЕНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Н. Я. Дринь

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

Процесс истечения газа из газопровода в случае его повреждения происходит в два этапа:

– утечки газа к отключениям компрессорной станции $KС_J$ ($KС_{J+1}$) или закрытия линейного крана K_J (K_{J+1});

– утечка газа из участков газопровода после отключений $KС_J$ ($KС_{J+1}$) или участков после закрытия кранов K_J (K_{J+1}).

Расчет потери газа при наличии исходных данных выполняют следующим образом.

1. Определяют продолжительность первого и второго периодов утечки газа из газопровода.

2. Определяют степень сжатия газа на участках L_i и L_{i+1} .

3. Норма выхода газа при выпуске 1 м³ геометрического объема газопровода (м³ газа / м³ объема) до атмосферного давления определяется по формуле:

$$Q_{рем} = H_{вих} \cdot K_{P\Pi} \cdot K'_{T\Pi} \cdot K_{Z\Pi}, \quad (1)$$

при выпуске до давления выпуска по формуле:

$$Q_{рем} = H_{вих} \cdot (K_{P\Pi} \cdot K'_{T\Pi} \cdot K_{Z\Pi} - K_{Pi} \cdot K'_{Ti} \cdot K), \quad (2)$$

где $Q_{рем}$ – норма потерь газа на ремонтные работы с 1 м³ объема, из которого выпускается газ, м³ газа / м³ объема ($H_{вих} = 61,2$ м³);

$K_{P\Pi}, K'_{T\Pi}, K_{Z\Pi}$ – поправочные коэффициенты на действующие давление, температуру, коэффициент сжатия после испускания.

Исходная норма потерь газа берется как постоянная величина (при температуре $T = 293$ К, коэффициенте сжатия газа $Z = 0,887$ и атмосферном давлении $P_a = 0,1013$ МПа).

Поправочные коэффициенты на истинные значения давления, температуры, коэффициента сжатия газа определяются по известным функциям.

Общий объем природного газа при аварийно-ремонтных работах рассчитывают по формуле:

$$Q_{рем} = H_{рем} \cdot V_p \text{ (м}^3\text{)}, \quad (3)$$

где V_p – геометрический объем участков газопроводов, по которым выпускается газ, м³.

В общем случае концентрация газа в любой точке зоны загрязнения от линейного источника длиной можно определить по формуле:

$$C(x, y, z) = \frac{500M}{\sqrt{\pi} C_z v_0 x^{1-\frac{n}{2}}} \cdot \left[e^{-\frac{(z-H)^2}{C_z^2 x^{2-n}}} + e^{-\frac{(z+H)^2}{C_z^2 x^{2-n}}} \right] \cdot \left[\frac{\text{erf}\left(y + \frac{1}{2}\right)}{C_y x^{1-\frac{n}{2}}} - \frac{\text{erf}\left(y - \frac{1}{2}\right)}{C_y x^{1-\frac{n}{2}}} \right], \quad (4)$$

где $C(x, y, z)$ – концентрация загрязнителя в точке с координатами (x, y, z) ;

M – расход линейного источника;

H – высота источника над землей;

C_y, C_z – коэффициент рассеивания в направлении координатных осей OY и OZ;

v_0 – скорость ветра;

n – коэффициент, учитывающий изменение метеоусловий.

Как показали экспериментальные исследования, метод ремонта дефектных мест с использованием хомутов испытанных конструкций обеспечивает достаточную надежность восстановления прочности трубопроводов и может быть широко применим на практике.

УДК 159.9(075.8)

ПСИХОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СПЕЦИАЛИСТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Е. В. Дроботова

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Проблемы аварийности и травматизма на современных производствах, в системе транспортных потоков невозможно решать только инженерными методами. Психология безопасности труда является важным звеном в структуре мероприятий по обеспечению безопасной деятельности человека. Сегодня цена ошибочного действия специалиста чрезвычайно высока, а ошибки оператора могут привести к непоправимым экологическим последствиям и чрезвычайным ситуациям.

Специальные исследования в нашей стране и за рубежом показали, что от 60 до 90 % травм в промышленности и на транспорте происходит в связи с запоздалыми или ошибочными действиями человека [1, 2, 3], причем психологический фактор прослеживался в 73 % названных случаев [2].

Наиболее часто в качестве причин возникновения аварийных ситуаций и травматизма называют общие причины: напряженность труда, особенности технического обеспечения, неправильную организацию работ, отрицательное воздействие санитарно-гигиенических условий и т.д. – и значительно реже отмечают влияние социально-психологических причин, влияние субъективных и индивидуальных факторов.

В соответствии с этим выделяют две основные группы факторов, обуславливающих возникновение опасности в трудовой деятельности:

- особенности производственной среды;
- опасности, связанные с человеческим фактором [4].

Психологический анализ направлен на изучение причин, связанных именно с человеческим фактором. Безошибочное и своевременное выпол-

нение действий и деятельности в целом является результатом нормально-го, здорового функционирования различных подсистем организма и психики человека.

При прогнозировании надежности человека в сложных условиях деятельности необходимо наряду с такими показателями психических состояний, как индивидуальная подверженность утомлению и психологическому стрессу, учитывать и такие параметры, как типологические особенности, личностные особенности, особенности познавательной сферы человека, склонность к риску, индивидуальные особенности процесса принятия решения, сформированность навыков саморегуляции и самоконтроля, особенности индивидуального стиля деятельности, фрустрационная толерантность, а также профессиональная ответственность, психическая адаптация, сформированность мотивации к выполняемой деятельности, уровень притязаний, другие особенности мотивационно-потребностной сферы личности, а также уровень развития самосознания и нравственно-волевых характеристик (самооценка, волевая регуляция, дисциплинированность, чувство долга, смысло-жизненная ориентация и др.) [4, 5, 6]. Не менее важным является анализ и учет социально-психологического климата в коллективе, психологической совместимости работников, уровня удовлетворенности работой.

Таким образом, к субъекту профессиональной деятельности предъявляются определенные требования по надежности ее исполнения. Специалист, обладающий необходимыми профессионально важными качествами и требуемой квалификацией, все равно останется потенциально опасным в смысле профессиональной надежности, если с его физическим или психическим здоровьем не все благополучно.

Любое несоответствие способностей человека и требований профессиональной задачи увеличивает возможность ошибки. Для повышения надежности работы человека нужно оценить степень несоответствия, разработать систему мероприятий по профилактике аварийности. Основное внимание всех мероприятий должно уделяться оптимизации согласования требований работы и возможностей человека.

Забота о безопасности и здоровье работников входит в число перво-степенных задач руководства организации. Она требует к себе постоянного внимания. Только при комплексном подходе к влиянию и роли различных факторов можно надеяться на эффективное решение этой задачи. Сегодня психологическое обеспечение безопасности труда предполагает осуществление на практике следующих мер [7, 3]:

- профессиональный подбор (отбор) персонала;
- выявление лиц (групп) риска;
- профессионально-психологическое обучение: обучение моделям безошибочного поведения и алгоритмам действий в аварийных ситуациях;
- формирование индивидуального безопасного стиля деятельности;

- обеспечение мотивации труда и мотивации к безопасной работе;
- тренировка стрессоустойчивости, самоконтроля и саморегуляции;
- выявление и устранение неблагоприятных условий труда, оптимальная организация режимов труда и отдыха;
- повышение уровня квалификации, психологической компетентности и культуры.

Таким образом, психологическая поддержка, обучение и сопровождение профессиональной деятельности специалистов является одним из наиболее важных условий обеспечения безопасности и надежности работы системы трубопроводного транспорта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Котик, М. А. Природа ошибок человека-оператора / М. А. Котик, А. М. Емельянов. – М., 1993.
2. Барабаш, В. И. Психологические аспекты производственного травматизма / В. И. Барабаш, Л. С. Шевяков // Техника безопасности в промышленности. – 1981 – № 4 – С. 53 – 58.
3. Дроботова, Е. В. Психологические аспекты работы персонала производственно-диспетчерской службы / Е. В. Дроботова // Оперативное управление газотранспортной системой предприятия «Белтрансгаз»: основы и практические рекомендации: метод. пособие. – III раздел. – Новополюцк : ПГУ, 2003.
4. Никифоров, Г. С. Надежность профессиональной деятельности / Г. С. Никифоров. – СПб., 1996.
5. Леонова, А. Б. Функциональные состояния человека в трудовой деятельности / А. Б. Леонова, В. И. Медведев. – М., 1981.
6. Щелбанов, В. Ю. Надежность деятельности человека в автоматизированных системах и ее количественная оценка / В. Ю. Щелбанов, А. Ф. Бобров // Психол. журн. – 1990. – № 3.
7. Психология труда / под ред. А. В. Карпова. – М., 2003.

УДК 532.542+622.692.4

К ВОПРОСУ УЧЕТА ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РАНЖИРОВАНИИ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА ПО СРОКАМ РЕМОНТА

В. В. Жолобов, В. Ю. Морецкий

ОАО «АК«Транснефть», ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов», г. Москва, Российская Федерация

В настоящее время еще распространено мнение о применимости для детального анализа физических процессов, протекающих в трубопроводных сетях, математических моделей, построенных на базе существенных упрощений. Отсутствие полноты и адекватности описания исследуемых

объектов в рамках таких моделей валируется утверждениями о том, что в моделях учтены основные физические особенности фактического состояния трубопроводных конструкций и режимов транспортирования продуктов по трубопроводам.

Однако на практике для реального спектра режимов функционирования трубопроводных сетей применение таких моделей может исказить сущность физических процессов и давать грубые (а в некоторых случаях неприемлемые) оценки гидродинамических параметров работы трубопроводных сетей. Основная причина подобных ошибок заключается в том, что пользователи, а зачастую и разработчики, при решении практических задач игнорируют ограничения, накладываемые упрощениями и допущениями, принимаемыми при создании математических моделей и алгоритмов их численного анализа, неправомерно считая их несущественными. При таком подходе могут нарушаться границы допустимых областей применения упрощенных моделей, что, в свою очередь, может приводить к ошибочным результатам.

Одним из основных вопросов при разработке адекватной математической модели трубопроводной сети является гидродинамика течений продуктов в трубопроводах. Расчет величины динамических нагрузок от транспортируемых сред на трубопроводы необходим для оценки возможности их разрушения в процессе эксплуатации как непосредственно за счет гидроудара, так и в результате накопления пластических деформаций по механизму малоциклового усталости. Согласно [1], при вычислении приведенных циклов нагрузки во внимание должны приниматься циклические нагрузки с амплитудой (на выходе НПС) не менее 0,1 МПа («размах» 0,2 МПа). Тем самым исключаются локализованные циклические нагрузки. Кроме того, не анализируются вторичные повышения давления на линейной части трубопровода, особенно заметные для пересеченного профиля, а также в местах расположения различных местных сопротивлений.

Таким образом, существующие в настоящее время правила определения цикличности [1] не отражают специфическую (волновую) динамику протекания переходных процессов. В частности, функция распределения приведенной цикличности предоставит возможность выявления местоположения зон с повышенной циклическостью нагрузки трубопровода и определения ресурса участков трубопроводов, подверженных локализованным циклическим нагрузкам от переменных параметров режимов транспортирования продуктов.

В математическом плане задача сводится к численному решению систем дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями. Для вычисления приведенной циклическости участков (секций) трубопроводов, подверженных циклическим нагрузкам от переменных параметров режимов транспортирования продуктов (как функции продольной координаты), достаточно определить величину:

$$Z_i = \sum_{l=1}^{L_i} \cdot \left(\frac{\Delta \tilde{P}_{il}}{2,0} \right)^{2,2} \quad \Delta \tilde{P}_{il} = \begin{cases} \Delta p_{il} & \text{при } \Delta p > 0,2 \text{ МПа} \\ 0 & \text{при } \Delta p \leq 0,2 \text{ МПа} \end{cases}$$

где Δp_{il} – «размах» давления в произвольном цикле при волновом процессе; «размахом» (перепадом) давления считается разность между величинами максимума и предшествующего ему минимума давления на кривой нагрузки $p_i(t)$ рассматриваемой секции при i -м переходном режиме; $\Delta \tilde{P}_{il}$ – цикл изменения давления с «размахом» более 0,2 МПа в фиксированном сечении (секции) трубопровода; L_i – общее число таких циклов на i -м переходном режиме.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД-23.040.00-КТН-265-10 – Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

В. Н. Журавлев, В. К. Липский, А. Г. Кульбей

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Магистральные нефтепроводы являются энергоемкими транспортными объектами. В себестоимости транспортных услуг, оказываемых предприятиями трубопроводного транспорта, более 30 % составляют энергозатраты. Основным видом энергии, потребляемой на этих предприятиях, является электрическая энергия.

Наибольшая часть энергопотребления приходится на обеспечение работы технологического оборудования нефтепроводов, поэтому основными направлениями деятельности по экономии энергоресурсов являются изменение конструкций и модернизация оборудования, замена устаревшего оборудования, внедрение новых энергосберегающих технологий, оборудования и систем автоматического регулирования потребления энергии. Осуществление этих мероприятий обеспечивает значительное снижение потребления энергоресурсов.

Одновременно нужно учитывать, что практическая реализация проводимых по указанным направлениям организационно-технических мероприятий требует привлечения существенных материальных ресурсов. Срок

окупаемости энергосберегающих мероприятий может достигать 10 и более лет, тем не менее, энергосбережение является приоритетной задачей технической политики предприятий трубопроводного транспорта нефти.

В настоящее время отсутствует общая система классификации и нормирования, которая учитывала бы особенности энергопотребления технологических процессов, и каждое предприятие самостоятельно разрабатывает перечень мероприятий по экономии электрической и тепловой энергии, а также проводит расчеты экономической эффективности, которые не всегда полностью отражают всю степень снижения затрат.

В связи с этим назрела необходимость обобщить все возможные варианты деятельности в этом направлении, разработать основные методы стратегию экономии энергии и единую методику оценки эффективности проведенных энергосберегающих мероприятий.

В основу данной методики может быть положена удельная величина энергоэффективности для каждого мероприятия (замена 1 лампочки, замена 1 насоса, снижение гидросопротивления на 1 м столба жидкости и т.д.). Реализация такой методики позволит более эффективно и качественно разрабатывать, внедрять и контролировать энергосберегающие мероприятия, даст основания для стимулирования этой деятельности путем материального поощрения работников предприятия за фактически достигнутую экономию энергоресурсов.

Однако основным положительным эффектом от внедрения такой методики станет возможность планирования распределения ресурсов предприятия и более конкретного, адресного их применения для реализации мероприятий по снижению энергетических затрат.

УДК 539.43;620.16+621.644→622.692.4

МЕТОДИКА РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННО-МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ТРИБОФАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А. Н. Козик¹, Л. А. Сосновский²

¹ *ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь*

² *ООО «НПО ТРИБОФАТИКА», г. Гомель, Республика Беларусь*

Известно, что потери от коррозионного повреждения в мире превышают 10 млрд долларов ежегодно. К настоящему времени сложились многие направления исследований в этой области: коррозия под напряжением, термическая коррозия, коррозионно-механическая усталость, коррозионно-эрозионная усталость, коррозия трения, коррозионно-механическое изна-

шивание и др. Однако до сих пор не сложилось единого мнения о механизмах влияния коррозионных сред на сопротивление металлов разрушению при действии статической и повторно-переменной нагрузок. Это объясняет тот факт, что инженерные методики оценки коррозионно-механической прочности носят эмпирический характер и разрабатываются применительно к конкретным условиям работы технических объектов.

В докладе представлено два частных варианта известной обобщенной теории предельных состояний трибофатических систем: 1) для условий коррозии под напряжением; 2) с учетом влияния параметров потока нефти (пристеночного трения). Согласно первой модели, предельное состояние материала (по критериям статической прочности либо сопротивления усталости) оценивается по соответствующей характеристике механических свойств в воздухе (предел прочности при растяжении, предел выносливости) с учетом влияния скорости коррозии под напряжением в данной среде. Сформулирована следующая закономерность коррозионно-механической прочности: произведение действующего нормального напряжения на функцию коррозионного влияния есть величина постоянная для данного материала в разнообразных условиях нагружения. На ее основе построена логарифмическая функция повреждаемости нефтепроводных труб в зависимости от времени эксплуатации, согласно которой трубы нефтепровода могут безопасно эксплуатироваться более двух сроков амортизации, что подтверждает эксплуатация нефтепровода «Дружба». Вторая модель принципиально отличается тем, что впервые позволяет оценить вклад пристеночного трения при движении потока нефти по трубе под давлением на изменение сопротивления металла коррозионно-механической усталости.

УДК 629.621

ИНЖИНИРИНГОВОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В. И. Кравцов

*Представительство ОАО «Оргэнергогаз» в Республике Беларусь,
г. Минск, Республика Беларусь*

ОАО «Оргэнергогаз», созданное более 40 лет назад, является крупнейшей инженеринговой компанией России. В коллективе из более 2 тысяч инженеров сочетается научный и производственный потенциал отрасли. Создание компании было вызвано необходимостью внедрения и орга-

низацией эксплуатации в короткое время большого количества нового, в том числе импортного, оборудования на объектах стремительно развивающейся газовой промышленности страны. В компании аккумулирован опыт по разработке, производству, проектированию, наладке, диагностированию оборудования отрасли, который является основой системного инжинирингового сопровождения эксплуатации объектов ЕСГ.

В общем виде процесс эксплуатации оборудования объектов – это использование его по назначению, техническое обслуживание, включая диагностирование, и ремонт. Обеспечение системного подхода достигается в процессе инжинирингового сопровождения решением ряда многоплановых задач. Задачами инжинирингового сопровождения основного технологического оборудования и систем магистральных газопроводов являются:

- аудит технологических процессов основного технологического оборудования и трубопроводов с формированием единых требований к процессам эксплуатации, создание системы управления качеством эксплуатации;
- методическое обеспечение перехода от регламентной системы эксплуатации оборудования объектов на ресурсосберегающую систему эксплуатации «по техническому состоянию»;
- формирование и развитие банка диагностических данных по объектам с экспертно-аналитической оценкой их технического состояния;
- обоснованное снижение затрат на эксплуатацию оборудования объектов при установленном уровне технической готовности.

Аудит технологических процессов технологического оборудования и трубопроводов заключается в оценке соответствия реальных данных требованиям нормативно-методических документов (НМД). К таким документам относятся действующие правила эксплуатации, правила безопасности при эксплуатации, нормативные документы по проектированию и строительству объектов, паспорта на оборудование и т.д., нормативная документация по эксплуатации. Перечень таких документов должен быть актуализирован, и требования к объекту обследования, представленные в этой документации, должны обеспечивать достаточный уровень промышленной безопасности объектов. В процессе эксплуатации в соответствии с требованиями НМД формируется пакет эксплуатационной документации, что также является объектом обследования при проведении аудиторского обследования.

Основой методического обеспечения перехода от регламентной системы эксплуатации оборудования на систему «по техническому состоянию» является документированное обоснование оценки технического состояния объектов. Наиболее распространенным видом такого обоснования являются программы и методики диагностических обследований и сформированные на их основе отчеты. Дополненные статистическими данными

по надежности оборудования результаты диагностических обследований являются обоснованием для разработки методики комплексной оценки технического состояния оборудования.

Применение современных информационных технологий позволяет обеспечить формирование банка данных всех диагностических обследований. В соответствии с требованиями НМД и данными аудита разрабатываются критерии и методики комплексной оценки технического состояния.

По данным диагностических обследований, в соответствии с требованиями НМД формируются планы ремонтно-технического обслуживания (РТО) оборудования объектов. Система инжинирингового сопровождения эксплуатации формирует базу для организации РТО с учетом технического состояния и заданного уровня технической готовности. В докладе в качестве примера приведены результаты базовой паспортизации объектов линейной части белорусского участка магистрального газопровода «Ямал-Европа». Представлены подходы по формированию базы данных технического состояния объектов в современных информационных системах.

УДК 519.673

АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Ю. Г. Кузьминский, С. В. Шилько

*ГНУ «Институт механики металлополимерных систем им. В. А. Белого
НАН Беларуси», г. Минск, Республика Беларусь*

Причиной снижения энергоэффективности трубопроводного транспорта нефти, воды и т.д. является несоответствие фактической объемной скорости подачи номинальным параметрам насосов и циркуляция жидкости вследствие износа щелевых уплотнений рабочих колес. Функциями исследовательской версии комплекса программ «ДИНАС» (рис. 1) и «ДИМОНТ» (рис. 2), реализующих разработанную гидродинамическую модель, являются 1-D моделирование режимов транспорта нефти для прогнозирования объемной скорости, давления, коэффициента полезного действия, удельного расхода энергии, распространения ударных волн, реакций систем защит, идентификации характеристик насосов и эквивалентных диаметров («ДИМОНТ»), создание информационных баз паспортных характеристик насосов и мониторинг насосов путем расчета фактических параметров регулирования и зазора щелевого уплотнения («ДИНАС»). [1]

Результирующей переменной (откликом) модели статических режимов (рис. 2) является матрица объемных скоростей течения на станциях и в линейных пунктах трубопроводов. Исходя из скорости течения, путем квадратичной аппроксимации характеристик напора и мощности насосов в статическом режиме определяют давления и потребляемые мощности на станциях с учетом ограничений систем защит. Вычисление локальных давлений производится по обобщенной формуле Лейбензона, учитывающей температуру, определяющую плотность и кинематическую вязкость нефти, геодезические параметры и эквивалентные диаметры труб, учитывающие наличие твердых отложений на стенках и местные сопротивления запорной арматуры. Выполняется циклический пересчет параметров с выделением для каждой причины переходного процесса в каждой контролируемой точке трех периодов прохождения волны, включая периоды ожидания, зависящего от скорости волны в пределах 950 – 1100 м/с, прохождения фронта волны с учетом гашения скачка давления, линейный (по времени) переход к параметрам ожидаемого и расчетного стационарного режима. Возмущения, порождаемые несколькими переходными процессами, в каждой контролируемой точке суммируются. Распространение ударных волн может автоматически породить вторичные переходные процессы порыва или останова агрегата.

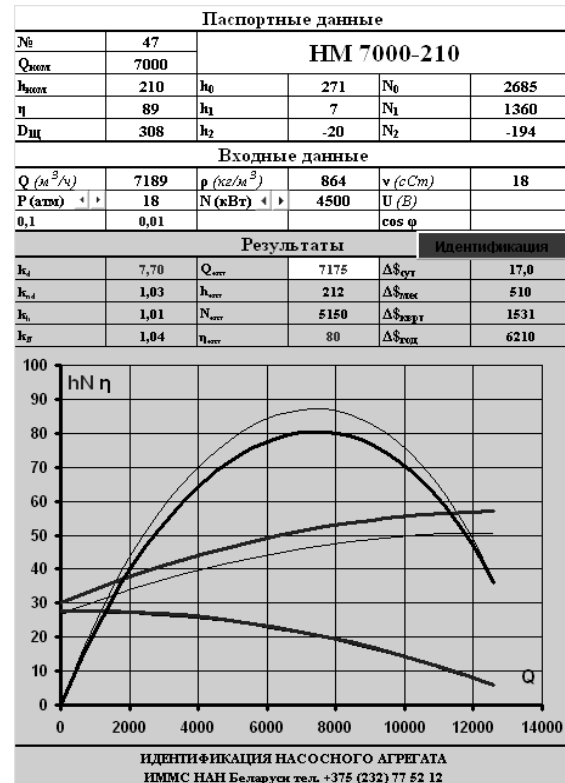


Рис. 1. Интерфейс «ДИНАС»



Рис. 2. Результаты моделирования в программе «ДИМОНТ»

Предприятиям транспорта нефти необходимы корректировки параметров технологических режимов, обеспечивающих выполнение показателей экономии энергии. В таблице даны рекомендации, обеспечивающие годовое снижение энергопотребления участка «Мозырь – Адамова застава» на 6 %, полученные с использованием разработанной модели.

Таблица

Рекомендуемые изменения параметров технологического режима

Параметр	Изменение
Длительность периода	Увеличение на 13,5 дней
Температура	Увеличение на 10 °С
Средний КПД насосных агрегатов	Увеличение на 4 %
Потери давления на станциях	Снижение на 9 бар
Эквивалентный диаметр	Увеличение на 16 мм

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузьминский, Ю. Г. Свидетельство № 254 от 16.11.2010 о регистрации компьютерной программы ДИНАС V1.0 / Ю. Г. Кузьминский, С. В. Шилько // Нац. центр інтэлектуал. уласнасці. – Минск, 2010.

УДК 622.691

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ МНПП ПУТЕМ ЗАМЕНЫ СУЩЕСТВУЮЩЕГО
ТРУБОПРОВОДА НА ПРИМЕРЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МНПП «УЧАСТОК № 41»**

О. В. Манцевич

ЧУП «Запад-Транснефтепродукт», г. Мозырь, Республика Беларусь

В 2007 г. на магистральном нефтепродуктопроводе (далее – МНПП) «Участок № 41» ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» с интервалом 2 месяца произошли две аварии, связанные с разрушением трубопровода Ø377 × 8 мм по причине наличия дефектов металла трубопровода – продольных расщелений стенки с выходом на поверхность. Данные дефекты образовались в процессе изготовления труб (заводской дефект) и развились в процессе эксплуатации МНПП. При этом ранее проведенная ЗАО «Нефтегазкомплектсервис» внутритрубная диагностика данного участка МНПП указанных дефектов не выявила.

При проведении анализа причин указанных аварий и разработке мероприятий по недопущению аналогичных инцидентов в будущем ЧУП

«Запад-Транснефтепродукт» была разработана следующая концепция повышения надежности эксплуатируемых МНПП:

1. Провести комплексную внутритрубную диагностику (далее – ВТД) МНПП с применением профилемера и трех диагностических приборов: магнитного дефектоскопа и двух ультразвуковых дефектоскопов (с прямым и наклонным лучом).

Необходимость проведения комплексной ВТД обусловлена требованием выявления всех типов дефектов, образование которых возможно на трубопроводе, и проведением расчетов по каждому из них. При этом главную опасность представляют комбинированные дефекты, такие как сочетание вмятин и рисок, вмятин и потери металла, расслоения и рисок и т.д.

Кроме того, применение ультразвукового дефектоскопа с наклонным лучом позволяет выявлять внутренние расслоения (часто данный дефект является заводским и не выявляется другими методами контроля) до момента их развития и выхода на наружную или внутреннюю поверхность стенки трубопровода, чем помогает предотвратить аварии, аналогичные произошедшим в 2007 г.

2. Провести расчет на прочность дефектов на МНПП, выявленных по результатам ВТД, на МНПП ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» (включая анализ роста дефектов по результатам нескольких ВТД одного и того же участка МНПП) в нескольких сертифицированных организациях (УО «Полоцкий государственный университет», Физико-технический институт НАН Беларуси) с применением различных методик для определения максимально допустимого рабочего давления при наиболее жестких результатах расчетов.

3. Уменьшить максимально разрешенное рабочее давление на участках МНПП ЧУП «Запад-Транснефтепродукт» ниже величины предельного давления, при котором выполняются прочностные показатели имеющихся дефектов на МНПП.

4. Разработать программу последующего устранения дефектов, выявленных на МНПП ЧУП «Запад-Транснефтепродукт», с целью поэтапного повышения рабочего давления на участках МНПП.

Реализация п. 4 в зависимости от количества дефектов возможна двумя способами:

1) путем реконструкции существующего МНПП с заменой всего трубопровода;

2) путем капитального ремонта МНПП по результатам ВТД методом выборочного ремонта (с применением временных и постоянных ремонтных конструкций).

5. Выполнение ВТД замененных участков МНПП с целью предоставления результатов в Госпромнадзор РБ для принятия решения о повышении максимально разрешенного рабочего давления до величины проектного давления на каждом участке МНПП.

Необходимость комплексного подхода к повышению надежности эксплуатации МНПП основана на существующей взаимосвязи между различными этапами рассматриваемого процесса:

- необходимостью наличия полных данных об имеющихся на МНПП дефектах для выполнения наиболее точного расчета прочностных характеристик трубопровода;

- невозможностью принятия решения о методе замены дефектов (замена всего участка или выполнение работ по капитальному ремонту путем выборочного устранения дефектов) без наличия результатов прочностных расчетов всех имеющихся на МНПП дефектов, включая комбинированные;

- зависимостью роста прибыли предприятия за счет увеличения производительности транспортировки нефтепродукта и самим увеличением производительности транспортировки нефтепродукта за счет увеличения давления на выкиде станции.

При этом метод увеличения производительности транспортировки нефтепродукта путем увеличения давления на выкиде станции в рассматриваемом случае является менее затратным по сравнению с другими методами (строительство лупингов, удвоение числа перекачивающих станций) и позволяет наиболее полно использовать существующую инфраструктуру (существующие насосные станции и построенные ранее участки МНПП имеют проектное давление 6,3 МПа).

УДК 681.586

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ В НЕФТИ

В. Л. Онацкий, А. Ю. Михалев

*Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта,
Российская Федерация*

Среди нефти, добываемой на территории России, значительную долю составляет высоковязкая, высокопарафинистая нефть, процессы добычи, транспортировки и хранения которой осложнены неудовлетворительными низкотемпературными свойствами последней. В связи с этим определение температуры начала кристаллизации парафина в нефти не только представляет научный интерес, но и имеет большое практическое значение.

На данный момент известны следующие методы определения температуры начала кристаллизации парафинов в нефти: визуальный (оптиче-

ский), ультразвуковой, вискозиметрический, ультравискозиметрический, фотометрический, объемный, калориметрический и диэлькометрический метод. Остановимся подробнее на основных из них. [1]

Ультразвуковой метод, основанный на изменении интенсивности прохождения ультразвука в растворе в момент образования новой фазы, является довольно точным методом определения температуры начала кристаллизации, но при облучении изменяется сам процесс кристаллизации, и достоверность полученных результатов становится сомнительной, поскольку при прохождении ультразвуковой волны часть энергии передается кристаллам парафина, вызывая их нагрев. Увеличение частоты колебаний ультразвуковой волны приводит к ранней стадии кристаллизации.

Вискозиметрический метод позволяет определить температуру кристаллизации парафинов в нефтепродуктах при динамических условиях и дает на графике четкую вязкостно-температурную характеристику. Но этот метод оказался недостаточно точным, так как аномалия вязкости наблюдается лишь при значительном количестве парафина, выделившегося из нефти, так как способен зарегистрировать изменения активности парафина после начала образования первых кристаллов.

Визуальный (оптический) метод заключается в наблюдении под микроскопом за процессом кристаллизации парафинов. Преимуществом визуального метода является возможность непосредственного наблюдения под микроскопом за процессом кристаллизации.

Таким образом, отметим, что из вышеперечисленных методов наиболее экономичным и простым в использовании является визуальный метод, основанный на использовании оптического прибора (микроскопа). Недостатки метода являются незначительными, поскольку погрешности измерений, связанные с неравномерным распределением парафина в объеме исследуемой пробы, устраняются проведением контрольного замера после тщательного перемешивания пробы. Использование современной цифровой фото- и видеоаппаратуры совместно с ЭВМ и соответствующим программным обеспечением позволяет не только получать результаты измерений в графическом виде, но и автоматизировать сам процесс определения температуры начала кристаллизации парафинов в нефти. [2]

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабалян, Г. А. Борьба с отложениями парафина / Г. А. Бабалян. – М. : Недра, 1965. – 340 с.
2. Евдокимов, И. Н. Возможности оптических исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений: Монография / И. Н. Евдокимов, А. П. Лосев. – М. : Нефть и газ, 2007. – 228 с.

ПСИХОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА В ОБЛАСТИ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ

С. В. Остапчук

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Технический прогресс в промышленности сопровождается непрерывным повышением роли человека как субъекта труда в достижении высокой эффективности и качества деятельности. Для профессий, предъявляющих высокие требования к природным задаткам человека и особенно для профессий, связанных с возможностью возникновения экстремальных ситуаций, необходим профессиональный отбор и поддержание соответствия профессионализма современным требованиям.

Исследования показали, что основные причины аварий на некоторых крупных предприятиях обусловлены недостаточной обученностью дежурного персонала, их эмоциональной неустойчивостью, недостаточным уровнем оперативного мышления и памяти, проявлением растерянности в чрезвычайной ситуации, а также прямым нарушением должностных инструкций вследствие безответственного и халатного отношения к своим должностным обязанностям [1].

Деятельность оперативного персонала характеризуется такими особенностями, как значительная информационная нагрузка, необходимость общения с большим количеством людей опосредованно, монотонные условия деятельности, состояния ожидания, что может приводить к перегрузке зрительного и слухового анализаторов, состояние готовности к экстренным действиям при аварийных сигналах, угроза возникновения критической ситуации, факторы риска при обработке информации, при принятии и реализации решения, что требует быстрого перехода от состояния относительно «оперативного покоя» к активным, целенаправленным действиям [2, 3].

Для оптимизации труда специалистов необходимо заранее формировать у них готовность к выполнению деятельности, сократить период вработываемости и продолжительность периода профессиональной адаптации.

Специалисты в области психологии Полоцкого университета имеют большой опыт организации курсов повышения квалификации в области психологического обеспечения профессиональной деятельности оперативного персонала.

На курсах слушатели знакомятся с психологическими особенностями деятельности и организации труда оперативного персонала, с основными

ми закономерностями проявления психики в системах «человек-производство» и «человек-человек», с особенностями профессионального развития личности. Кроме того, рассматриваются вопросы функциональных режимов деятельности оперативного персонала, надежности работы специалиста, проблемы преодоления профессиональной деформации, психологические особенности поведения в аварийной ситуации. Уделяется внимание факторам и условиям оптимизации трудовой деятельности, условиям повышения работоспособности и мерам борьбы с монотонией и утомлением в работе оперативного персонала.

Проблемы снижения эмоционального напряжения, эффективного преодоления стресса и регуляции эмоциональных состояний, как правило, разбираются в ходе тренинговых занятий, благодаря которым участники имеют возможность не только получить определенную полезную информацию, но и когнитивные изменения в восприятии этих проблем, что, как правило, приводит к повышению эффективности профессиональной деятельности.

В рамках курсов повышения квалификации возможно проведение психодиагностических процедур, что позволяет сделать вывод о профессиональном соответствии диагностируемых выполнению профессиональной деятельности, связанной с экстремальными условиями труда.

Предметная деятельность специалистов может быть различной, поэтому различными будут и специфические методы проведения курсов повышения квалификации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Промышленная социальная психология. – СПб, 2004.
2. Асеев, В. Г. Преодоление монотонности труда в промышленности / В. Г. Асеев. – М., 1999.
3. Кандыбович, Д. И. Готовность к деятельности в напряженных ситуациях / Д. И. Кандыбович. – Минск, 1998.

УДК 519.17

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕОРИИ ГРАФОВ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

П. Ф. Парадня, В. А. Корзенюк, М. О. Белякова
*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Сегодня трубопроводные сети различного назначения обеспечивают оптимальные условия для жизни современного общества. По трубопроводам осуществляется передача сырья для производства, подача горячей и

холодной воды, а также иных видов сырья, необходимого для бесперебойного процесса производства и нормальной жизни людей. Сеть трубопроводов можно представить как систему, транспортирующую некий продукт из одной точки в другую.

Используя такое представление, можно рассматривать сеть трубопроводов как ориентированный граф. В качестве вершин такого графа могут выступать точки поворота трассы, а в качестве ребер – сами трубы.

Одной из важных проблем при проектировании различных видов трубопроводов является выбор оптимального варианта их проложения, который позволит снизить расходы на строительство и временные затраты. Для реализации данной задачи возможно применение теории графов.

Первоначально граф определяется как геометрическая структура, состоящая из разбросанных в пространстве точек (вершин), соединенных системой кривых (ребер). Графы имеют весьма обширную классификацию и набор метрических характеристик, которые необходимо рассматривать при решении инженерных задач. К основным характеристикам графа относят эксцентриситет вершины, радиус, диаметр, ранг, хроматическое число, матрицу смежности.

Эксцентриситет вершины – это максимальное из расстояний от данной вершины до других вершин. Максимальный эксцентриситет называется диаметром графа, а минимальный – радиусом. Ранг графа, имеющего n вершин и k ребер, определяется как разница $n - k$. Если ставится задача раскрасить участки графа так, чтобы ни один цвет не соприкасался с таким же, то число цветов, при помощи которых это можно осуществить, называется хроматическим.

Матрица смежности полностью определяет структуру графа, ее изменение приведет к деформации самого графа. Таким образом, если проект исходного трубопровода необходимо изменить, то первоначально меняется его матрица смежности.

При рассмотрении проектов трубопроводов обязательно вводится понятие потока. Поток называется максимальное количество топлива (сырья), которое проходит через сечение труб за единицу времени. Очевидно, величина потока не может превысить пропускную способность трубопровода.

При проектировании трубопроводов рассматривается задача о кратчайшем оптимальном пути их прокладки. При решении данной задачи применение графов просто необходимо. Так, именно с их помощью реализуется алгоритм поиска кратчайшего пути.

В теории графов используется большое число различных алгоритмов. Например, алгоритм Флойда позволяет находить кратчайшие пути между всеми парами вершин графа, алгоритм поиска оставного дерева позволяет найти оптимальный вариант соединения вершин и др.

Стремительное развитие компьютерных технологий позволило реализовать основы теории графов для решения инженерных задач в различном программном обеспечении, например в программном продукте «Графоанализатор». Именно он был использован в качестве вспомогательного инструмента для практических целей исследований.

Теория графов – это универсальный инструмент для решения инженерных задач, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией различных объектов, имеющих сетевую пространственную структуру.

УДК 621.643.053

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛИТЕЛЬНОСТИ АКТИВНОГО ЭТАПА УДАРА ПРИ КОНТРОЛЕ ТВЕРДОСТИ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ТОЛЩИНЕ СТЕНКИ И МАССЕ ИЗДЕЛИЯ

А. В. Рабцевич

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

Получившие широкое распространение твердомеры динамического действия используют в качестве регистрируемого параметра отношение скорости отскока индентора от поверхности контролируемого изделия к скорости индентора перед ударом – коэффициент восстановления скорости. Эта величина однозначно связана с потерями кинетической энергии индентора при ударе вследствие развития пластической деформации в отпечатке. Сопоставление коэффициента восстановления скорости индентора и твердости металла производится путем калибровки прибора по образцовым мерам твердости.

При калибровке и последующей эксплуатации прибора предполагается, что локальная жесткость (толщина стенки изделия в месте контроля) и локальная масса объекта контроля не оказывают влияния на процесс соударения. В реальности существуют эмпирически определенные значения толщины стенки и массы изделия, ниже которых прибор перестает обеспечивать паспортные характеристики точности. Для получившего наиболее широкое распространение датчика типа «D» минимальная масса изделия у разных производителей указывается как 1,5 – 2,5 кг, а минимальная толщина стенки 10 – 12 мм.

Причиной возникновения данной неопределенности измерений является дополнительное перемещение локальной области изделия вокруг места контроля в процессе измерения. Если изделие имеет недостаточную толщину стенки, происходит ее упругий прогиб под действием контактной

силы. Если незакрепленное или упруго закрепленное изделие имеет недостаточную массу, происходит передача части импульса индентора изделию. В результате оно начинает двигаться в направлении удара. В обоих случаях регистрируемая твердомером характеристика – скорость отлета индентора после удара – уменьшается по сравнению с измерением твердости на массивном изделии достаточной толщины. Соответственно уменьшается коэффициент восстановления скорости индентора, что соответствует уменьшению отображаемого прибором значения твердости. Возникает систематическая составляющая неопределенности измерения твердости.

Для моделирования поведения системы «индентор – объект контроля» в процессе соударения нами был использован метод конечных элементов (МКЭ) [1]. Параллельно был проведен ряд экспериментов с помощью прибора «Импульс-2М» [2]. Прибор «Импульс-2М» регистрирует процесс внедрения индентора в металл во времени, что позволяет сопоставлять результаты моделирования с экспериментальными данными.

Проведенные вычислительные и натурные эксперименты показали, что активная часть удара (стадия внедрения индентора в металл) в наименьшей степени зависит от толщины стенки или массы изделия. Несовпадение между движением индентора при контроле изделия с достаточными и недостаточными параметрами, приводящее к появлению неопределенности измерений твердости, начинается в конце активного этапа удара и увеличивается к его окончанию. Отсюда следует, что использование в качестве регистрируемого параметра коэффициента восстановления скорости индентора не позволяет производить контроль твердости изделий небольшой массы или имеющих малую толщину стенки с необходимой точностью.

Прибор «Импульс-2М» определяет несколько параметров, характеризующих активный этап удара [2]. Эксперименты показали, что наиболее удобными для калибровки прибора и обеспечивающими минимальную неопределенность измерений твердости параметрами являются динамическая твердость Мейера и время активного этапа удара.

Произведенные эксперименты показали, что при использовании времени активного этапа удара прибор «Импульс-2М» позволяет осуществлять контроль твердости массивных изделий с толщиной стенки от 5,5 мм и выше или толстостенных изделий массой от 200 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рабцевич, А. В. Влияние массы стальных изделий на неопределенность измерения твердости динамическим методом / А. В. Рабцевич // Материалы, оборудование и ресурсосберегающие технологии: материалы МНТК. Ч. 2. – Могилев: БРУ, 2011. – С. 231 – 232.
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.

УДК 622.692.4:621.646

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ И ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ

М. С. Рагимова

*Азербайджанская государственная нефтяная академия,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

Независимо от условий эксплуатации в различных направлениях на фонтанное оборудование действуют нагрузки. Эти нагрузки определяются исследованиями, и осуществляется выбор соответствующей прочности и сопротивления деталей.

Это можно определить воздействием на нефтепромысловые оборудования и машинные детали большей напряженностью предела износа.

При испытании статической гибкости находится предел протекания, предел прочности относительно гибкости, предел периода прочности, коэффициент пластической деформации.

В некоторых случаях, когда границы износа элементов фонтанных арматур равны, удобны элементы с большим коэффициентом деформации.

При опытах металлических образцов для подготовки элементов фонтанных оборудований были получены следующие результаты:

- 1) в промышленности используются легкие сплавы.
- 2) в нефтяной промышленности широко используются алюминиевые сплавы.

УДК 622.691

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПУТИ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

Г. Г. Решко

*Департамент по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь
(Госпромнадзор), г. Минск, Республика Беларусь*

Главная направленность деятельности Госпромнадзора МЧС Республики Беларусь – это обеспечение промышленной безопасности, снижение риска возможных аварий, повышение безопасности, противоаварийной устойчивости опасных производственных объектов. Уровень безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта закладывается на

этапах проектирования, изготовления труб и оборудования, при строительстве трубопроводов, проведении испытаний на прочность и герметичность.

Большая часть магистральных трубопроводов строилась в 60 – 70-х годах прошлого века. При интенсивном строительстве трубопроводов качеству строительно-монтажных и изоляционных работ не уделялось должного внимания. Применение липких рулонных изолирующих материалов для изоляции трубопроводов без должной очистки поверхности трубы, недостаточный уровень квалификации сварщиков и объемов неразрушающего контроля сказывались на уровне промышленной безопасности в последующие годы.

В целях выработки решений по повышению надежности эксплуатации, безопасности магистральных трубопроводов, повышения уровня качества строительства в мае 1997 г. постановлением Совета Министров Республики Беларусь был создан Межведомственный совет по трубопроводному транспорту (МСТТ).

За время работы Межведомственного совета были осуществлены мероприятия, существенно повысившие промышленную безопасность опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

Госпромнадзор осуществляет контроль состояния промышленной безопасности в процессе проектирования, строительства, эксплуатации магистральных трубопроводов.

Проводимая с 1994 г. внутритрубная диагностика (ВТД) и устранение выявленных дефектов позволили существенно снизить аварийность на магистральных трубопроводах.

Усилия, направленные Госпромнадзором на повышение уровня промышленной безопасности, выражающиеся в осуществлении контрольно-профилактической работы, реализованы операторами трубопроводного транспорта в ряде проведенных реконструкций опасных производственных объектов магистральных трубопроводов.

С совершенствованием приборов для ВТД необходимы повторные обследования трубопроводов для повышения их надежности и безопасности.

Проведенное ОАО «Белтрансгаз» экспериментальное обследование входных и выходных газопроводов компрессорной станции «Минск» показало эффективность выявления дефектов трубопроводов телеуправляемым диагностическим комплексом (ТДК), которым выявлены 3 недопустимых дефекта, которые ранее не определялись, способных создать чрезвычайную ситуацию в случае их неустранения. Недопустимые дефекты сварных соединений, труб, соединительных деталей, вероятно, присутствуют на всех шлейфах, входах и выходах с газоперекачивающих агрегатов (ГПА) других компрессорных станций.

Одна из составляющих промышленной безопасности – квалификация работников, эксплуатирующих магистральные трубопроводы и ведущих их строительство.

При непосредственном участии Проматомнадзора с 1995 г. в Полоцком государственном университете организовано обучение по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ», что явилось фактически годом образования кафедры трубопроводного транспорта. На кафедре трубопроводного транспорта в 1997 г. открыта аспирантура.

По инициативе Проматомнадзора решением МЧС от 23.02.1996, утвержденным министром по ЧС «О развитии кафедры трубопроводного транспорта УО «ПГУ», она определена головной организацией в части подготовки инженерных кадров и разработки отраслевых нормативных документов.

Госпромнадзор тесно сотрудничает с кафедрой трубопроводного транспорта и факультетом повышения квалификации и переподготовки кадров по транспорту и хранению нефти и газа (ФПК и ПК) в области повышения квалификации специалистов строительства и ремонта магистральных трубопроводов и их эксплуатации.

Госпромнадзор активно участвует в деятельности, направленной на повышение промышленной безопасности в рамках государств-участников СНГ, Таможенного союза и Евразийского экономического сообщества.

В целях реализации Концепции взаимодействия государств-участников СНГ в области обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах подписано Соглашение о сотрудничестве в области обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах, согласованы совместные мероприятия по взаимному сотрудничеству на 2011 – 2012 г. и План по их реализации на 2011 г.

В соответствии с поручением Совета Министров Республики Беларусь № 07/312-579 от 31 декабря 2010 г., Госпромнадзор является одним из ответственных по участию в международных переговорах по рассмотрению проектов первоочередных технических регламентов Таможенного союза, разработанных представителями Российской Федерации и Республики Казахстан.

Представители Госпромнадзора в июле 2011 г. приняли участие в техническом семинаре, проведенном в рамках проекта, реализуемого совместно с Техническим секретариатом Конвенции Европейской Экономической Комиссии ООН о трансграничном воздействии промышленных аварий.

В рамках Указа Президента Республики Беларусь № 510 от 16.10.2009 Госпромнадзор непрерывно совершенствует методы контрольно-профилактической работы, повышает уровень квалификации государственных инспекторов в КИИ МЧС и других учреждениях образования Республики Беларусь, активно участвует в создании современной базы ТНПА в области промышленной безопасности.

ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ БЕЗОПАСНЫХ РАССТОЯНИЙ ОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДО ОБЪЕКТОВ С ПРИСУТСТВИЕМ ЛЮДЕЙ

А.В. Савина¹, А.И. Гражданкин²

¹ АНО «Агентство исследований промышленных рисков», г. Москва,
Российская Федерация

² ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной
безопасности», г. Москва, Российская Федерация

Важную роль в топливно-энергетическом комплексе играет трубопроводный транспорт жидких и газообразных углеводородов, без которых невозможно современное жизнеобеспечение населения и безопасное функционирование хозяйства индустриальной страны.

Горючие жидкости и воспламеняющиеся газы, транспортируемые по магистральным трубопроводам, при крупномасштабных авариях представляют серьезную угрозу населению, инженерным сооружениям и окружающим ландшафтам.

Наиболее опасными являются аварии на трубопроводах, транспортирующих широкую фракцию легких углеводородов, легкокипящие жидкости (газовый конденсат, нестабильный бензин) и другие сжиженные углеводородные газы, т.е. пожаровзрывоопасные вещества, переходящие в газообразное или двухфазное состояние при их аварийном выбросе и способные далее распространяться в окружающей среде в газообразном состоянии и воспламеняться.

При проектировании и строительстве новых трубопроводов необходим комплекс организационно-технических мер, направленных на снижение опасности возможных аварий. Для обеспечения промышленной безопасности должны обосновываться расстояния от трасс магистральных трубопроводов до населенных пунктов, зданий и сооружений.

В докладе обсуждаются подходы к установлению критериев безопасных расстояний от магистральных трубопроводов до объектов с присутствием людей.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ РОБАСТНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

П. С. Серенков, Д. В. Минько

*Белорусский национальный технический университет,
г. Минск, Республика Беларусь*

Безопасность продукции является одним из неотъемлемых компонентов ее качества. Следовательно, подходы к обеспечению качества, можно применить и к безопасности продукции.

Проанализированы методы робастного (устойчивого к внешним паразитным воздействиям) проектирования продукции и процессов, концепция которого может быть сформулирована следующими положениями [1]:

1) качество процесса определяется совокупностью параметров продукции на выходе, причем параметры должны быть заданы в виде интервалов допустимых значений (полей допусков);

2) каждый процесс по-своему несовершенен, т.к. из-за чувствительности к воздействию ряда влияющих факторов (управляемых и неуправляемых) имеют место несовпадение действительного и заданного полей рассеяния значений параметра качества и неудовлетворительная воспроизводимость процесса;

3) все процессы несовершенны в различной степени, однако приблизительно в половине случаев можно найти такое сочетание значений управляемых влияющих факторов, при котором возможно добиться удовлетворительного совпадения полей рассеивания и воспроизводимости для любых сочетаний неуправляемых влияющих факторов.

Иными словами, за счет «внутренних ресурсов» процесса можно добиться его нечувствительности (робастности) в отношении случайных колебаний неуправляемых влияющих факторов. Качество в таком контексте может быть рассмотрено с точки зрения отклика процесса на управляющие и случайные факторы. Идеальный процесс будет реагировать только на сигналы оператора и не будет реагировать на случайные факторы.

Следовательно, цель усилий по совершенствованию качества при эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта может рассматриваться как попытка максимизировать отношение управляемых и неуправляемых факторов соответствующего процесса.

На основе анализа методов робастного проектирования продукции и процессов разработаны подходы к решению проблемы. Показано, что техника робастного проектирования Г. Тагучи [2] идеально соответствует такой постановке задач обеспечения, управления и улучшения качества процессов. Преимуществами этой техники являются: 1) чисто производственная, а значит понятная постановка задачи: добиться того, чтобы диапазон рассеяния параметра качества процесса находился в пределах установленного поля допуска; 2) успешное, с большим экономическим эффектом внедрение этой техники на ведущих предприятиях Америки, Европы, Японии.

Проанализированы примеры из реальной практики ведущих промышленных компаний.

Здесь имеет место интересный момент в отношении робастного проектирования: управляют процессом, чтобы исправить скорее эффект от причины, чем причину эффекта. Многие компании стараются и убеждают своих специалистов находить и искоренять причину любой проблемы. Как следует из проанализированных примеров, такой подход может часто приводить к серьезным издержкам. Если причина проблемы – высокий процент случайных неуправляемых факторов, то сначала следует реализовать методику робастного перепроектирования процесса, прежде чем вкладывать деньги в новое оборудование, новые технологии и т.п. Часто это называют «поднять коэффициент полезного действия» процесса.

Поиск способов уменьшения вариации показателей качества процессов через робастное перепроектирование дает неисчерпаемые возможности снижать издержки, а следовательно, и конкурентоспособность продукции.

Техника Г. Тагучи вызывает неоднозначные оценки профессиональных математиков-статистиков, однако сегодня надо признать, что это одна из самых массовых техник статистического моделирования процессов высокого уровня на производственных предприятиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Taguchi, G. Jikken keikakuho (3-rd ed., Vol I & II) / G. Taguchi. –Tokyo : Maruzen. English translation edited by D. Clausing. System of experimental design. New York : UNIPUB / Kraus International, 1987.
2. Dr. G.Taguchi, Yuiin Wo. Taguchi methods. Case Studies from the U.S. and Europe / Dr. G. Taguchi, Yuiin Wo. – American Supplier Institute, 1989. – Vol. 6.

МЕХАНОХИМИЧЕСКАЯ ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ЦИКЛИЧЕСКОГО НАГРУЖЕНИЯ

Р. А. Харисов¹, И. Ф. Кантемиров¹, Ш. З. Исаев²

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

² ОАО АК «Транснефть», г. Москва, Российская Федерация

Наибольшую опасность с точки зрения механохимической повреждаемости представляют циклы нагружения с минимальным значением коэффициента формы цикла $K_{фц}$ – отношения периода выдержки максимальной деформации к времени полного цикла. На основании кинетического уравнения установлены зависимости поцикловой механохимической повреждаемости от характеристик циклического нагружения.

Малоцикловая механическая повреждаемость оценена на основании уравнения типа Коффина-Мэнсона с учетом охрупчивающего влияния на металл жесткости напряженного состояния и коррозионной среды.

Долговечность в условиях малоцикловой и механохимической повреждаемости определена на основании обобщенного принципа линейного суммирования повреждений.

В условиях мягкого циклического нагружения степень механохимической повреждаемости зависит от характеристик кривой циклического деформирования. В конструктивных элементах из стабилизирующихся и разупрочняющихся сталей вследствие накопления односторонних пластических деформаций, как и при жестком нагружении, проявляется динамический МХЭ.

Экспериментальную оценку механохимической повреждаемости и долговечности конструктивных элементов производили на специально разработанных установках и стендах, позволяющих испытывать образцы в условиях плоского напряженного состояния при постоянных во времени и циклических нагрузках. Установлено, что при двухосном напряженном состоянии металл подвержен более интенсивному коррозионному разрушению, чем при одноосном.

Знак напряжений (растяжение или сжатие) практически не влияет на скорость коррозионного разрушения. Сопоставлены теоретические и экспериментальные данные о кинетике механохимического разрушения и долговечности конструктивных элементов из сталей с различными исходными механическими и механохимическими характеристиками. Долговечность снижается с увеличением исходных прочностных свойств, причем тем интенсивнее, чем больше отношение предела текучести к временному сопротивлению.

На основе предложенного уравнения разработан комплекс нормативно-технических материалов по расчетам ресурса и безопасного срока эксплуатации объектов нефтегазохимических комплексов страны с учетом старения и дефектности металла, нестационарности и цикличности нагружения, коррозионной активности и температурной среды и др.

КИНЕТИЧЕСКОЕ УРАВНЕНИЕ МЕХАНОХИМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ

Р. А. Харисов, И. Ф. Кантемиров

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

Математическая модель повреждаемости металлов представлена через компоненты тензора деформаций в следующем виде:

$$\frac{d\Pi}{dt} = \frac{d\Pi_0}{dt} \cdot \Phi(\bar{\varepsilon}_i) \bar{\varepsilon}_i^{K_\partial} \cdot \exp[K_n \phi_\sigma \varepsilon_i(\sigma_i)], \quad (1)$$

где $\frac{d\Pi_0}{dt} = \frac{d\Pi}{dt} \Big|_{\varepsilon_i=0}$ – скорость повреждаемости ненапряженного мате-

риала в конкретной рабочей среде при температуре T и давлении P ;

$$\bar{\varepsilon}_i = \varepsilon_i / \varepsilon_{i0};$$

$\varepsilon_i = \frac{d\varepsilon_i}{dt}$ – скорость интенсивности пластической деформации;

ε_{i0} – скорость интенсивности пластической деформации, соответствующая кратковременному статическому нагружению;

σ_i – интенсивность напряжений;

$$\phi_\sigma = \frac{\sigma_i}{\sigma_{cp}};$$

σ_{cp} – шаровой тензор;

K_{cm} , K_∂ и K_n – константы, зависящие от свойств материала и среды.

Установлено, что на стадии деформационного (параболического) упрочнения скорость механохимической повреждаемости практически пропорционально увеличивается с ростом интенсивности предварительной пластической деформации. Коэффициент K_∂ , по данным Э. М. Гутмана и Дж. Бокриса с сотрудниками, для большинства сталей можно принимать равным единице. Экспериментальные исследования механохимической повреждаемости углеродистых и низколегированных сталей при упругих деформациях показали, что коэффициент K_n в инженерных расчетах можно рассчитывать по формуле, предложенной Э. М. Гутманом:

$$K_n = \frac{V}{RT},$$

где V – мольный объем стали;
 R – универсальная газовая постоянная.

Интегрирование уравнения (1) с учетом уравнений равновесия и связи с напряжениями и деформациями дает функцию меры повреждаемости $\Pi = \varphi(t...)$, по которой при $\Pi = 1,0$ устанавливается время до наступления того или иного предельного состояния t_p (долговечность) конструктивного элемента. При упругих деформациях за предельное состояние принимается условие наступления текучести материала (условие Мизеса). Долговечность материала конструктивного элемента за пределами упругости установлена из условия потери устойчивости пластических деформаций с учетом многоосности напряженного состояния и анизотропии пластических свойств.

Наибольшую опасность с точки зрения механохимической повреждаемости представляют циклы нагружения с минимальным значением коэффициента формы цикла $K_{\phi\psi}$ – отношения периода выдержки максимальной деформации к времени полного цикла. На основании кинетического уравнения (1) установлены зависимости поцикловой механохимической повреждаемости от характеристик циклического нагружения.

Малоцикловая механическая повреждаемость оценена на основании уравнения типа Коффина-Мэнсона с учетом охрупчивающего влияния на металл жесткости напряженного состояния и коррозионной среды.

Долговечность в условиях малоцикловой и механохимической повреждаемости определена на основании обобщенного принципа линейного суммирования повреждений.

Экспериментальную оценку механохимической повреждаемости и долговечности конструктивных элементов производили на специально разработанных установках и стендах, позволяющих испытывать образцы в условиях плоского напряженного состояния при постоянных во времени и циклических нагрузках. Установлено, что при двухосном напряженном состоянии металл подвержен более интенсивному коррозионному разрушению, чем при одноосном.

На основе предложенного уравнения разработан комплекс нормативно-технических материалов по расчетам ресурса и безопасного срока эксплуатации объектов нефтегазохимических комплексов страны с учетом старения и дефектности металла, нестационарности и цикличности нагружения, коррозионной активности и температурной среды и др.

ОЦЕНКА ВРЕМЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ СМЫКАНИЯ БЕРЕГОВ ТРЕЩИНЫ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ПОВЕРХНОСТНОМ СЛОЕ ТРУБЫ

А. В. Чигарев, Т. В. Шукевич, М. В. Ручан
*Белорусский национальный технический университет,
г. Минск, Республика Беларусь*

За счет концентраторов внутренним давлением вводим внешний (трещиноватый) слой трубы 3 и слой 2, находящийся под ним, в пластическое состояние.

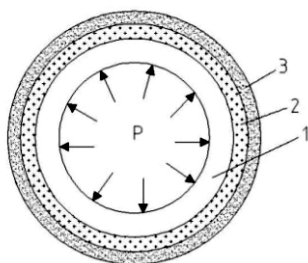


Рис. 1. Труба под действием внутреннего давления

В слое 2 содержится высокая концентрация дислокаций, которые при введении слоя 2 и 3 в состояние ползучести начнут движение к устью трещины, вследствие чего материал этого слоя уплотнится, т.е. займет меньшую площадь. После того как необходимое для закрытия трещин количество дислокаций выйдет на поверхность, снимаем нагрузку. Закрытие трещин будет осуществляться под действием стягивающих напряжений, возникших в результате уменьшения радиуса пластического слоя.

Предположения для определения временных параметров закрытия одной трещины:

1. Площадь пластического слоя уменьшится на суммарную площадь трещин.
2. Скорость дислокаций непрерывна.
3. Интенсивность деформаций ползучести определяется степенным законом

$$\dot{\varepsilon} = B_1 \cdot \sigma^m, \quad (1)$$

где B_1 – коэффициент ползучести,
 m – показатель ползучести [1].

4. Материал сжимаем.

Напряжение в окрестности вершины трещины:

$$\sigma = \frac{K_1}{4 \cdot \sqrt{2\pi \cdot r}}, \quad (2)$$

где K_1 – коэффициент интенсивности напряжений для трещин 1-го типа.

Рассмотрим поверхностную трещину, которая представляет собой тонкий разрез.

Будем считать, что дислокация представляет собой некоторое материальное тело с условной площадью. Построив для данного вида трещины поле скольжения с необходимой частотой линий, разделим берег трещины на n равных отрезков (рис. 2).

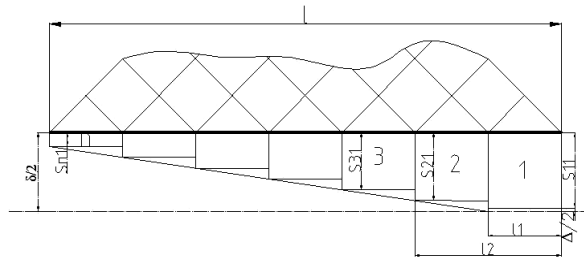


Рис. 2. Расчетная модель половины трещины областей S_{ji} ,

где i – номер области, j – индекс времени, за которое произошло перемещение области

Трещина имеет длину l , тогда $l_1 = \frac{l}{n}$, $l_n = \frac{l}{n} \cdot (\sum_1^n 1^n)$. За равный про-

межуток времени t_1 трещина сомкнется на расстояние S_{11} в области 1 и на расстояние S_{21} в области 2, причем $S_{11} > S_{21}$. Тогда

$$t_1 = \frac{S_{11}}{V_{11}} = \frac{S_{21}}{V_{21}} \Rightarrow S_{21} = \frac{S_{11} \cdot B_1 \left(\frac{K_1}{4\sqrt{2\pi \cdot 2l}} \right)^m}{B_1 \left(\frac{K_1}{4\sqrt{2\pi \cdot l}} \right)^m} = S_{11} \cdot 2^{-m/2},$$

где V_{11} , V_{21} – скорости смыкания первой и второй области соответственно при длине трещины, равной l .

Выполняя аналогичные действия для каждой области, найдем время закрытия трещины:

$$t_n = \sum_{k=1}^n \frac{S_{kk}}{B_1 \cdot \sigma_{tk}^m}, \quad (3)$$

где $S_{kk} = S_{11} + \sum_{p=1}^{k-2} ((-1) \cdot S_{pp} (k - (p - 1)))^{-m/2} - S_{(k-1)(k-1)} \cdot 2^{-m/2}$,

$k = (3 \dots n)$,

$k, n \in N$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Качанов, Л. М. Теория ползучести / Л. М. Качанов. – М. : Физматгиз, 1960. – С. 20.

АКТИВНОСТЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР БЕЛАРУСИ И АВАРИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Г. А. Шароглазова, В. Н. Коровкин, В. К. Липский

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

В настоящей работе выполнен анализ 86 аварий на магистральных нефтепроводах Беларуси за период с 1964 по 2001 год в контексте сопоставления мест аварий с расположением тектонических структур и тектонических разломов на территории страны. Установлено, что распределение отказов по длине трубопроводов неравномерно: имеются участки практически без зафиксированных аварий (Унеча – Полоцк), а есть участки с большой плотностью аварий (Полоцк – Браслав, район Припятского прогиба). При этом 66 аварий из 86, т.е. 77 %, наблюдается на юге страны, к западу и северо-востоку от города Мозырь, где трубопровод неоднократно пересекает различные тектонические структуры Припятского прогиба или идет параллельно этим структурам в непосредственной близости от них. Причем 42 аварии из зафиксированных 66 на юге страны приурочены к тектоническим разломам и границам тектонических блоков.

Припятский прогиб по результатам проведенных гравиметрических и геодезических исследований [1] является тектонически-активной геологической структурой на современном этапе.

Установлена корреляция между числом аварий и количественными характеристиками скоростей СВДЗК [2], так как концентрация аварий приходится на участки с контрастными скоростями СВДЗК (Полоцк – Браслав) либо с большими величинами скоростей (Припятский прогиб).

Таким образом, выполненный анализ убедительно свидетельствует о наличии фактора геолого-тектонической обусловленности аварий на магистральных трубопроводах Беларуси. Можно констатировать, что действует скрытый механизм влияния геологической ситуации на надежность работы трубопроводного транспорта. Конечно, факт приуроченности аварий на магистральных трубопроводах к тектоническим разломам объясняется не только действием современных движений земной коры (СДЗК). Дело в том, что тектонические разломы представляют собой ослабленные, раздробленные участки земной коры, имеющие глубину и ширину. На этих участках следует, очевидно, ожидать и максимальных деформаций грунта, являющихся следствием влияния СДЗК, а также климатических (протаива-

ние, промерзание, переувлажнение) и технологических (оттаивание мерзлого грунта вокруг нагретой трубы) факторов. Кроме того, на тектонических разломах через трещины и поры может происходить проникновение воды в глубь пород, увеличивая взаимную подвижность тектонических блоков, что не может не отразиться на состоянии пересекающих их магистральных трубопроводов. При этом в опасных сечениях трубопровода возникают дополнительные напряжения, которые могут исчерпать запас прочности трубопровода и вызвать его разрушение.

Такая взаимообусловленность геолого-тектонических процессов, сочетающихся с техногенными воздействиями, способна привести к многократному усилению вредных воздействий, достигающих из-за взаимного влияния уровня катастрофы. Данный аспект оценки геологической опасности в настоящее время начинает приобретать все большее значение в связи с возрастающим вниманием во всем мире к проблемам экологии, неблагоприятное состояние которой вызвано, в первую очередь, грубым и безграмотным вмешательством человека в окружающую среду. Понятно, что рассчитать совокупное влияние тектонических, геологических, грунтовых, климатических и техногенных факторов на устойчивость трубопровода и его напряженно-деформированное состояние очень сложно, так как трудно определить и отделить каждое отдельное влияние, а затем вывести из совокупности всех влияний некоторый результирующий вектор. Поэтому в инженерных расчетах магистральных трубопроводов обычно оценивают отдельно влияние грунтовых или технологических факторов и никогда не рассчитывают их взаимообусловленное влияние, не говоря уже о действии тектонических причин.

Повторные геодезические измерения позволяют определить совокупные влияния всех перечисленных факторов на устойчивость трубопровода и дать количественные характеристики изменения его положения от проектного. По всей видимости, для этого требуются и новые вычислительные методы оценки изменения напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода в зависимости от изменения его положения, вызванного влиянием совокупных факторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гарецкий, Р. Г. Глубинное строение и динамика земных недр территории Белоруссии / Р. Г. Гарецкий, Г. Е. Айзберг, А. М. Синичко. – Минск, 1991. – С. 228 – 257.
2. Карта современных вертикальных движений земной коры СССР. – М. : ГУГК СССР, 1988.
3. Нацыянальны атлас Беларусі / Камітэт па зямельных рэсурсах, геадэзіі і картаграфіі пры Савеце Міністраў Рэспублікі Беларусь. – Мінск, 2002, – С. 30 – 60.

ИМИТАЦИОННОЕ ВЕРОЯТНОСТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РИСКОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

О. Е. Шестопалова, А. Н. Воронин

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Риск – это характеристика процесса, имеющего неопределенность исхода, при наличии неблагоприятных последствий и невозможности достоверной гарантии обеспечения качественных характеристик процесса. В качестве меры технического риска используют произведение вероятности неблагоприятного исхода на величину потерь в результате такого исхода [1].

Риск-анализ функционирования объектов трубопроводного транспорта (ОТТ) включает в себя экспертную идентификацию рисков функционирования, их квантификацию и разработку рекомендаций по уменьшению [2]. На основании характеристик функционирования объектов ОТТ, полученных экспертными методами на этапе идентификации, оценка риска осуществляется с применением имитационного статистического моделирования: случайные значения параметров модели задаются с помощью генераторов псевдослучайных чисел, реализованных по заданному закону распределения. Для получения достоверных оценок требуется большое число модельных экспериментов, по результатам которых вероятность рисков событий определяется как частота их возникновения [9].

Реализовать имитационные модели с возможностью автоматизации решения задач статистического анализа можно в средах GPSS World и Arena, предназначенных для моделирования систем с дискретной сменой состояний в процессе функционирования и реализующих событийный алгоритм управления временем. Однако особенностью ОТТ является непрерывный характер функционирования. С другой стороны, возникновение отказов, устранение неисправностей и тому подобные риски функционирования ОТТ могут быть исследованы только с применением событийного алгоритма управления временем. Таким образом, для реализации моделей исследования рисков функционирования ОТТ необходим специальный алгоритм управления модельным временем, учитывающий принципиальную особенность объекта моделирования: сочетание непрерывности основного процесса функционирования с периодическим возникновением рисков событий.

Предлагаемый алгоритм управления временем базируется на следующих решениях:

- модельное время рассматривается как условно непрерывный поток временных интервалов с постоянной длительностью (например, с длительностью, равной рабочей смене);
- рисковые события идентифицируются не только по времени их наступления, но и по принадлежности к конкретному временному интервалу;
- основной характеристикой временного интервала считается длительность интервала непрерывной эксплуатации используемого оборудования, равная разнице между номинальной длительностью временного интервала и временем простоя из-за наступления рискового события, если такое имело место в текущем временном интервале;
- вероятности рисковых событий оцениваются по отношению числа временных интервалов, у которых реальная длительность оказалась отличной от номинальной из-за наступления рискового события, к общему числу временных интервалов, сгенерированных за время эксперимента.

Предлагаемые решения использовались для оценки рисков функционирования газокompрессорной установки и позволили количественно оценить вероятности наступления в процессе эксплуатации установки всех разновидностей отказов. Полученные результаты предназначены для проведения экспертного анализа значимости выявленных рисков с учетом негативных последствий, в том числе финансовых потерь, и выработки рекомендаций по управлению рисками, что позволит повысить качество предоставляемых услуг по транспортировке газа [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Раздорожный, А. А. Охрана труда и производственная безопасность: учеб.-метод. пособие / А. А. Раздорожный. – М. : Экзамен, 2007. – 512 с.
2. Воронин, А. Н. Оценка безопасности магистрального трубопроводного транспорта при техническом регулировании / А. Н. Воронин, П. С. Серенков, В. К. Липский // Вестник Полоцкого гос. ун-та. Сер. В: Прикладные науки. – Новополоцк, 2008. – № 6. – С. 145 – 151.
3. Тарасик, В. П. Математическое моделирование технических систем / В. П. Тарасик. – Минск : Дизайн ПРО, 2004. – 640 с.
4. Применение статистического моделирования при оценке вероятности неблагоприятных событий на объектах магистрального трубопроводного транспорта / О. Е. Шестопалова, А. Н. Воронин, Г. В. Мудрагель [и др.] // Нефтехимический комплекс. Научно-технический бюллетень. Приложение к журналу «Вестник Белнефтехима». – 2010. – № 1(4). – С. 2 – 9.

НАГРУЗКА НА ТРУБОПРОВОДЫ ОТ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ

Т. П. Шиян, В. Б. Запхляк

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

Общие нагрузки, которые действуют на трубопроводы, можно разделить на постоянные и временные. Определение постоянных нагрузок на трубопровод не вызывает трудности, однако влияние временных нагрузок, которые могут изменяться во времени, на напряженно деформированное состояние трубопровода является непредсказуемым, а его неучет может привести к избыточным напряжениям в теле трубы. Целью исследований является учет влияния временных напряжений от действия транспортных средств на напряженно-деформированное состояние трубы.

Проложенные в грунте трубопроводы могут поддаваться влиянию усилий, которые создаются временными нагрузками. В результате распределения нагрузок в слое засыпки их влияние с углублением горизонта быстро исчезает. Такой тип нагрузок возникает чаще всего во время движения транспортных средств или самоходных передвижных механизмов над трубопроводом.

Некоторые ученые, опираясь на серию экспериментов, приводят формулы определения этих нагрузок, в которые введен динамический коэффициент величиной от 1,5 до 2. Однако они совсем не учитывают явно выраженное влияние неоднородности грунта и внутреннего трения, которое действует в засыпке, разницы между деформативностью материкового грунта, грунта засыпки и трубопровода, а также неравномерность распределения давления на трубопровод. Некоторые исследователи принимают во внимание указанные факторы с помощью таких приемов, которые считаются почти приемлемыми. Более того, они пытаются доказать, что затухание колебаний в почве происходит быстро, потому нет оснований для введения динамического коэффициента, за исключением тех случаев, когда траншея засыпана грунтом с низкой несущей способностью.

Таким образом, следует признать: относительно этих вопросов существует еще много неточностей, которые можно устранить только исследовательским путем.

Величина подвижных временных нагрузок, которые принимаются во внимание, часто имеет условные значения и не всегда отвечает нагрузкам, которые передаются на грунт транспортными средствами, что двигаются вблизи трубопровода. Следует заметить, что большинство транспортных

средств работают с перегрузкой, потому возникает необходимость в учете во время оценивания возможной величины временной нагрузки на трубопровод его максимальной фактической величины и распределения по толщине грунта (число колес и соответственно их взаиморасположение), а также характера покрытия засыпки и интенсивности движения транспорта над траншеей.

В реальных условиях давления, что возникают в отдельных случаях в распределении нагрузок, могут оказаться выше обычных, особенно если придется суммировать действия других нагрузок. Временные статические нагрузки относятся к особым нагрузкам. Поэтому, если эти нагрузки являются длительными, их последствия могут оказаться негативнее, чем созданы действием временных подвижных нагрузок. Действие временных статических нагрузок обычно распределяется на значительную поверхность и напоминает действие веса дополнительного слоя грунта.

Однако нагрузки, вызванные весом засыпки, растут с увеличением глубины, давление от временных нагрузок с глубиной быстро уменьшается. Таким образом, силы давления, которые воспринимаются трубопроводами, в случае сосредоточенных временных нагрузок, пересекают точку минимума приблизительно на глубине 1,5 м (рис.). На трубопроводы больших диаметров нагрузки могут влиять на большей глубине.

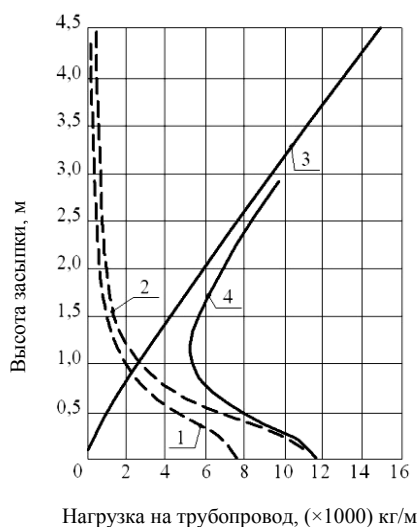


Рис. Диаграмма зависимости изменения давления на трубопровод от высоты засыпки и временных нагрузок

1 – временные статические нагрузки; 2 – временные динамические нагрузки;
3 – нагрузка от веса засыпки; 4 – суммарные нагрузки

В дальнейшем целесообразно было бы учесть динамические влияния и нагрузки от действия транспортных средств на трубопровод во время его длительной эксплуатации.

II. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 622.691.4

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНОК ТРУБОПРОВОДОВ ПО ВЕЛИЧИНЕ КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЫ МЕТАЛЛА

Ю. В. Александров

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Российская Федерация

Для установления зависимости плоского напряженного состояния трубопроводов от величины коэрцитивной силы металла проведены исследования на образцах, находящихся в напряженном состоянии, когда растягивающие напряжения действуют в двух направлениях, вызывая положительные деформации.

В качестве объекта исследования использовался лабораторный образец, представляющий собой модель трубы с наружным диаметром $D = 0,14$ м и толщиной стенки $h = 0,0017$ м. Такие размеры образца позволяют использовать его в качестве точной физической модели трубопровода с наружным диаметром $D = 1420$ мм и толщиной стенки $h = 17$ мм, изготовленной в масштабе 1:10. Внутреннее давление создавалось путем нагнетания машинного масла ручным насосом НА-16. Магнитные измерения осуществляли при помощи коэрцитиметра КМ-445.1.

Эксперимент проводился следующим образом: модель пошагово нагружалась внутренним давлением с шагом 5 кгс/см^2 ($\sim 0,5$ МПа). После каждого шага нагружения на поверхности образца определялась коэрцитивная сила для четырех направлений: два значения – H_{c1} и H_{c3} – для осевых направлений, и два значения – H_{c2} и H_{c4} – для направлений, перпендикулярных осевому. После этого определялись средние значения коэрцитивных сил в направлениях, параллельном и перпендикулярном к оси образца, согласно соотношениям

$$H_c \parallel = \frac{H_{c1} + H_{c3}}{2}; \quad H_c \perp = \frac{H_{c2} + H_{c4}}{2}. \quad (1)$$

Для каждого этапа нагружения в соответствии с выражениями (2, 3) определялись значения кольцевых ($\sigma_{кц}$) и продольных ($\sigma_{пр}$) напряжений:

$$\sigma_1 = \sigma_{кц} = \frac{pD}{2h}; \quad (2)$$

$$\sigma_2 = \sigma_{пр} = \frac{pD}{4h}. \quad (3)$$

По результатам эксперимента были построены зависимости величины коэрцитивной силы от механических напряжений, возникающих в направлении измерения. Эти зависимости представлены на рисунке.

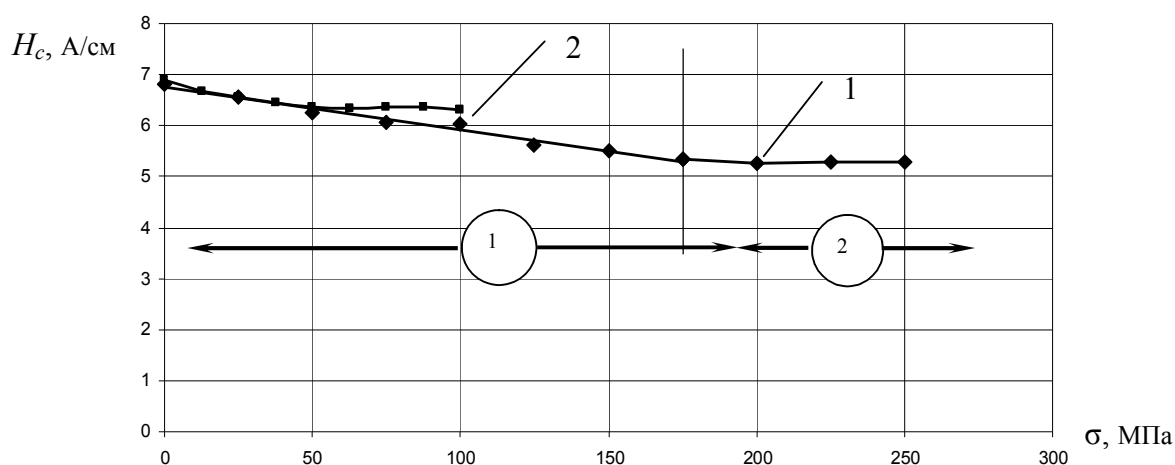


Рис. Характер изменения коэрцитивной силы металла трубопровода при увеличении напряжений, возникающих в стенке модели трубы под действием внутреннего давления: 1 – кольцевые напряжения; 2 – осевые напряжения

Выводы по работе:

1. Установлена единая зависимость коэрцитивной силы металла от относительной деформации сжатия-растяжения.
2. Установлено, что растягивающие напряжения (деформации) в металле снижают значения коэрцитивной силы, измеренной в направлении действия напряжений, сжимающие деформации – увеличивают.
3. При измерениях датчик коэрцитиметра необходимо ориентировать вдоль действия измеряемых напряжений (аналогично электротензорезистору), при этом значения напряжений в других направлениях не влияют на показания измерений.
4. Установлен порог растягивающих напряжений, равный 0,5 от предела текучести металла, выше которого измерять растягивающие напряжения методом коэрцитивной силы нецелесообразно.

УДК 622.691.4.052.012.002.51

СПОСОБ ОТБРАКОВКИ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ РАССЛОЕНИЕМ СТЕНКИ НА СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

И. Н. Бирилло¹, А. В. Комаров²

¹Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Российская Федерация

²ЗАО «Аргус Пайплайн Сервис», г. Москва, Российская Федерация

Для эксплуатирующихся магистральных нефтегазопроводов достаточно распространенной дефектностью является внутреннее расслоение стенки, которое, как правило, обнаруживается при проведении ультразвуковой

толщинометрии. Характерным признаком расслоения является наличие аномально низких значений толщины стенки, составляющих, как правило, половину ее номинальной величины. Низкие значения обусловлены нарушением однородности металла неметаллическими включениями, пористостью, газовыми пузырями и т. п., но не уменьшением толщины стенки. Формируется такая неоднородность в процессе производства металла, при этом полное исключение появления такой дефектности является практически невыполнимой задачей. После обнаружения на эксплуатирующемся объекте труб с расслоением стенки неизбежно возникает вопрос о необходимости их замены. Существующие нормы допустимости внутренней неоднородности стали исходят не из опасности имеющихся дефектов при эксплуатации, а из возможностей технологического процесса производства стали и нефтегазопроводных труб. Такой подход оправдан при сооружении или реконструкции объектов, но неприемлем в тех случаях, когда объект уже находится в работе, особенно в течение длительного периода времени. На эксплуатирующемся объекте решение о необходимости вырезки «дефектного» участка может быть признано обоснованным только после анализа его работоспособности. Работоспособность трубы с внутренним расслоением стенки предлагается определять по условию

$$p \leq [p], \quad (1)$$

где p – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$[p]$ – предельное значение внутреннего давления, при котором обеспечивается нормативный уровень эксплуатационной надежности трубы с внутренним расслоением стенки, МПа.

Если $p \leq [p]$, то труба с расслоением стенки может эксплуатироваться без осуществления каких-либо ремонтных мероприятий. Если $p > [p]$, то требуется замена или усиление дефектной зоны трубы. При условии снижения рабочего давления до уровня $[p]$, т. е. при $p = [p]$, возможна ее безопасная эксплуатация без проведения ремонтных мероприятий.

Значение $[p]$ определяют по формуле, полученной на основе комплекса проведенных расчетно-экспериментальных исследований [1]:

$$[p] = R_2^H \frac{m}{0,45k_n} \cdot \frac{\delta}{D_n - 2\delta} - \frac{4E\Delta h}{(D_n - 2\delta)^2 (1 - 0,5\mu)}, \quad (2)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, равное минимальному значению предела текучести, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый по СНиП 2.05.06-85*;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, определяемый по СНиП 2.05.06-85*;

δ – толщина стенки трубы, мм;

D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

h – глубина залегания расслоения от наружной поверхности стенки трубы, мм;

Δ – толщина воздушной прослойки, принимаемая равной 0,1 мм;

E – модуль упругости материала трубы, МПа;

μ – коэффициент Пуассона.

Предложенный способ отбраковки труб с внутренним расслоением стенки на стадии эксплуатации нефтегазопроводов основан на анализе соответствия фактического напряженно-деформированного состояния трубы требованиям, устанавливаемым отраслевыми нормами для аналогичных вновь проектируемых объектов. Это позволяет учесть эксплуатационные и конструктивные особенности трубопровода, оптимизировать объемы ремонтных работ, исключив необходимость замены «дефектных» фрагментов трубопровода, у которых НДС соответствует нормативным требованиям, и при этом сохранить нормативный уровень эксплуатационной надежности объекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колотовский, А. Н. Работоспособность трубопроводов высокого давления при наличии внутренних расслоений металла / А. Н. Колотовский [и др.]. – М. : ЦентрЛит-НефтеГаз, 2009. – 224 с. – (Нефтегазовые технологии).

УДК 622.692.4-539.4

РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ТРУБ НЕФТЕПРОВОДОВ С ДЕФЕКТАМИ ТИПА ТРЕЩИНА

А. В. Богданович¹, В. М. Веселуха¹, А. Н. Козик², В. В. Воробьёв²

¹УО «Гродненский государственный университет им. Я. Купалы»,
г. Гродно, Республика Беларусь

²ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

В процессе длительной эксплуатации труб в результате физико-химического воздействия перекачиваемого продукта и внешней среды происходит изменение структурного состояния металла, деградация его физико-механических свойств. Так, например, установлено [1], что многолетняя эксплуатация приводит к разупрочнению металла внутренней поверхности трубы: склонность его к образованию трещин существенно возрастает. С другой же стороны, коррозионно-эрозионное воздействие нефтепродуктов приводит к удалению поврежденного трещинами поверхностного слоя внутренней стенки трубы (проявляется своего рода эффект упрочнения). Поэтому актуальна задача экспериментального определения работоспособности

труб нефтепровода, особенно при наличии опасных трещиноподобных дефектов, после продолжительного периода эксплуатации. Ниже приведены некоторые результаты экспериментальных исследований циклической трещиностойкости труб линейного участка нефтепровода после 34 лет эксплуатации.

Испытания проводили на универсальной сервогидравлической машине Vi-01-102 (Индия). Образцы для испытаний вырезали из линейного участка трубы нефтепровода «Дружба» с ориентацией надреза и усталостной трещины в осевом и окружном направлениях трубы, согласно схеме, приведенной на рисунке 1.

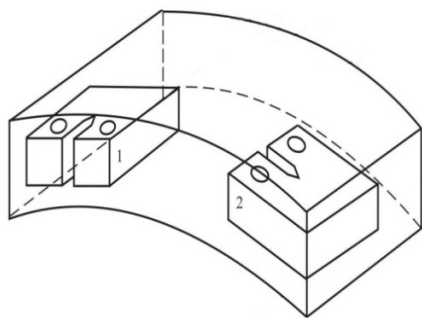


Рис. 1. Схема отбора образцов для проведения испытаний: 1 – образец с трещиной в осевом направлении (тип 1); 2 – образец с трещиной в окружном направлении (тип 2)

Компактные образцы типа 1 и 2 испытывали при внецентренном растяжении по схеме (рис. 2, а). После испытаний измеряли поперечную утяжку φ опасного сечения образца (рис. 2, б).

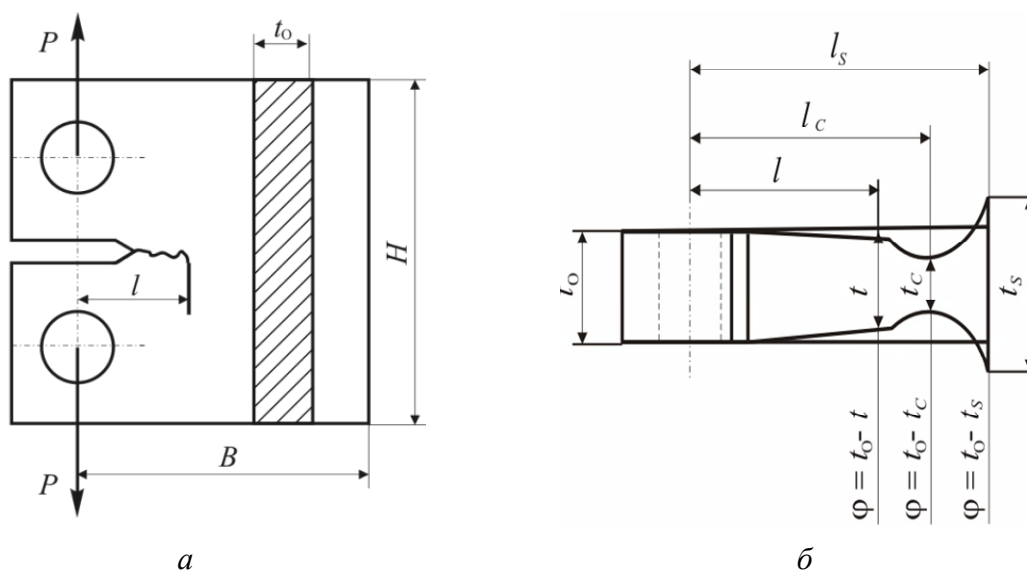


Рис. 2. Схема испытания компактного образца (а) и измерения утяжки (б)

Компактный образец с зафиксированным датчиком раскрытия вершины трещины устанавливали в захватах испытательной машины Vi-01-102 (рис. 3), после чего производили преднагружение образца (порядка 0,5 кН) и производили выращивание начальной трещины от надреза, согласно [1].

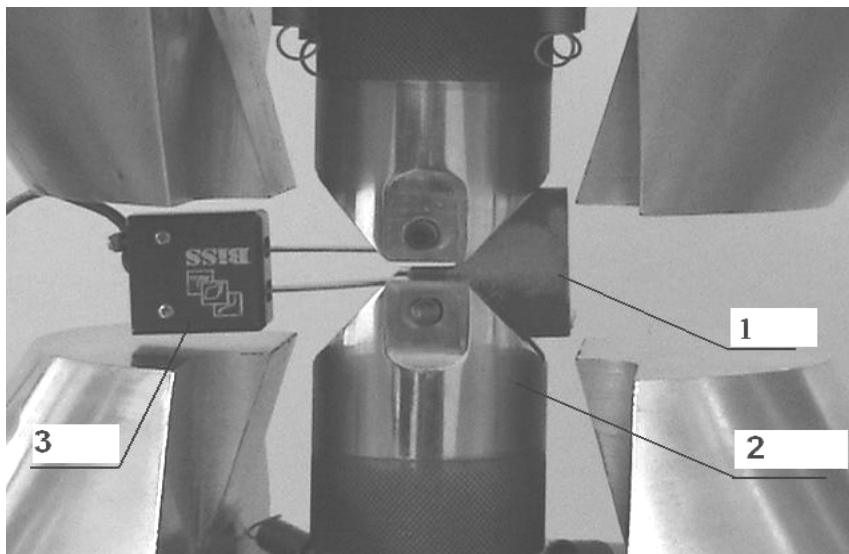


Рис. 3. Фото нагруженного образца на испытательной машине Vi-01-102:
1 – компактный образец; 2 – захват; 3 – датчик раскрытия вершины трещины

Результаты испытаний образцов типа 1 и типа 2 с ориентацией трещины в осевом и окружном направлениях трубы представлены в докладе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сосновский, Л. А. Влияние длительной эксплуатации на сопротивление усталости трубной стали / Л. А. Сосновский, В. В. Воробьев // Проблемы прочности. – 2000. – № 6. – С. 44–53.

УДК 621.316.721

ИМПУЛЬСНЫЙ СТАБИЛИЗАТОР АНОДНОГО ТОКА

**С. М. Бодиловский¹, С. Г. Купреев¹, Л. А. Захаренко²,
С. Н. Кухаренко², Ю. В. Крышнев², А. С. Храмов², В. О. Старостенко²**

¹ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

²УО «Гомельский государственный технический университет
им. П. О. Сухого», г. Гомель, Республика Беларусь

Технологическая схема электрохимической защиты с распределенными анодами (рис. 1) позволяет увеличить длину защитной зоны по сравнению со схемой катодной защиты со сосредоточенными анодами, а также обеспечивает более равномерное распределение защитного потенциала. Регулировка защитного потенциала в данной схеме осуществляется путем изменения тока анодного заземления.

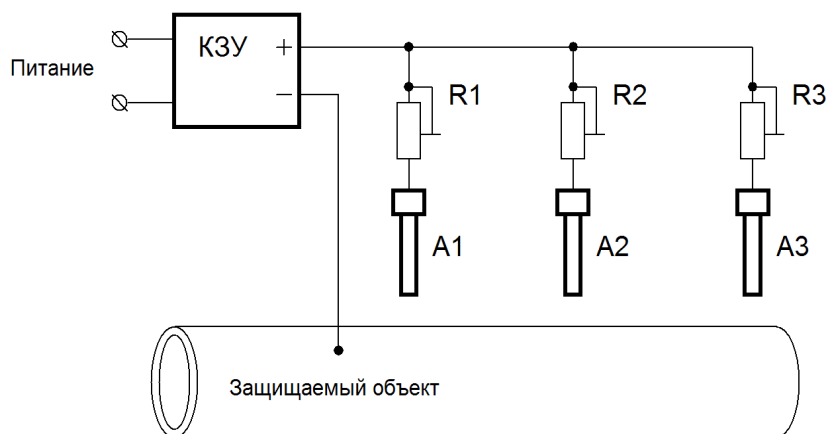


Рис. 1. Технологическая схема электрохимзащиты с распределенными анодами:
 КЗУ – катодное защитное устройство; R1, R2, R3 – регулировочные сопротивления;
 A1, A2, A3 – анодные заземлители

В настоящее время в системе электрохимзащиты подземных трубопроводов используются блоки диодно-резистивные (БДР) для распределения токов между несколькими анодами [1]. Фактически БДР представляет собой набор мощных резисторов различного сопротивления, а задание токов выполняется подбором резисторов. Данные блоки имеют несколько недостатков.

Во-первых, процесс настройки достаточно трудоемкий в случае параллельной работы нескольких станций защиты или некоторого числа анодов по причине наложения токов.

Во-вторых, на регулирующем элементе выделяется большая тепловая мощность, что снижает надежность.

В-третьих, дестабилизирующие факторы, к которым можно отнести изменение сопротивления грунта и износ анодов, изменяют значение тока, что негативно сказывается на условиях защиты.

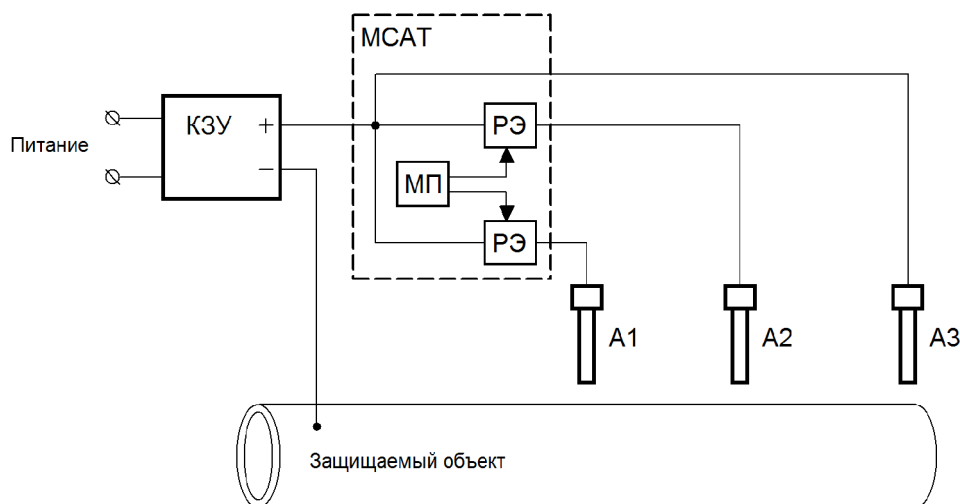


Рис. 2. Схема подключения многоканального стабилизатора анодного тока:
 МСАТ – многоканальный стабилизатор анодного тока; МП – микропроцессорный модуль; РЭ – регулирующий элемент; КЗУ – катодное защитное устройство;
 A1, A2, A3 – анодные заземлители

Предлагается использование многоканального стабилизатора анодного тока с использованием широтно-импульсной модуляции, не имеющего вышеперечисленных недостатков. Отличительными особенностями данного стабилизатора являются бесконтактное измерение тока в цепи анода и ПИ-регулятор, осуществляющий автоматическое поддержание заданного тока. На рисунке 2 показана схема подключения многоканального стабилизатора анодного тока.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мустафин, Ф. М. Защита трубопроводов от коррозии : в 2 т. Т. 2 / Ф. М. Мустафин [и др.]. – СПб. : Недра, 2007. – 679 с.

УДК 622.692.4

ОБ ОЧИСТКЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

А. М. Бордовский, В. В. Воробьёв, В. Д. Яковец

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

При эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН) на внутренней поверхности труб накапливаются различные отложения (парафин и тяжелые компоненты нефти, ржавчина, механические примеси и т. п.), которые приводят к снижению их пропускной способности. Ведомственные ТНПА [1] предписывают проводить очистку МН в случаях:

- снижения пропускной способности на 3%;
- уменьшения эквивалентного диаметра на 2%;
- увеличения удельных энергозатрат на перекачку на 3,5%;

Наиболее распространенным способом очистки внутренней поверхности труб МН является механическая очистка с применением специальных устройств – очистных скребков различных конструкций, очищающими элементами в которых являются всевозможные диски, щетки, ножи и т. д. Скребки различны по эффективности, износостойкости и проходимости. Износостойкость характеризуется эффективной длиной очистки МН. Проходимость скребков характеризуется способностью преодолевать различные препятствия и сужения.

Наиболее часто в настоящее время применяются очистные скребки с полиуретановыми манжетами, обладающими повышенной износостойкостью и очищающей способностью, тем не менее даже применение полиуретана не позволяет окончательно решить проблему. Манжета в трубе находится в изогнутом состоянии с замкнутой чистящей кромкой по всему диаметру трубы с отрицательным передним углом (угол образован передней поверхностью манжеты и внутренней поверхностью трубы). Усилие прижима манжеты к внутренней поверхности переменное и зависит от свойств

материала манжеты и давления потока нефти. После прохождения некоторого расстояния очистное устройство такой конструкции просто «размазывает» скопления отложений по длине нефтепровода.

В ОАО «Гомельтранснефть Дружба» разработан и апробирован очистной скребок с увеличенным ресурсом и очищающей способностью (рис.).



Рис. Очистной скребок с активными очищающими элементами

Его принципиальное отличие от существующих очистных устройств – наличие активных очищающих элементов.

Скребок состоит из несущего элемента – цилиндрического корпуса, на котором установлены две направляющие полиуретановые манжеты. В направляющих манжетах находятся отверстия, предназначенные для размывания скопившихся перед манжетами удаленных со стенок трубопровода нефтешлама и отложений. В головной части скребка находится зацеп.

В средней части скребка на корпусе шарнирно закреплены подпружиненные чистящие элементы в виде ласточкиного хвоста. Прижатие чистящих элементов к стенке трубы осуществляется пружинами растяжения. В качестве чистящих элементов использованы полиуретановые пластины (в количестве 16 шт.) либо пластины из пластичной стали, развернутые в обе стороны относительно оси цилиндрического корпуса на 30° и имеющие профиль внутренней поверхности трубы. Чистящие элементы размещены равномерно по окружности и перпендикулярно к внутренней поверхности трубы.

В случае использования металлических пластин усилие прижима рассчитано таким образом, чтобы чистящие пластины не повреждали внутреннюю поверхность труб. При соприкосновении с препятствием, например, сварным швом, чистящие элементы (пластины) под действием пружины огибают данное препятствие.

В докладе представлены сведения о конструкции и эксплуатации скребка с активными очищающими элементами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов : СТП 09100.20001.002–2007. – Гомель : Полеспечать, 2007. – 120 с.

ЦИКЛИЧЕСКАЯ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТЬ МАТЕРИАЛА ТРУБ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА В ИСХОДНОМ СОСТОЯНИИ

В. М. Веселуха, А. В. Богданович

*Лидский колледж УО «Гродненский государственный университет
им. Я. Купалы», г. Лида, Республика Беларусь*

Для экспериментальной оценки характеристик циклической трещиностойкости материала труб линейной части нефтепровода проводили испытания компактных образцов на универсальной сервогидравлической машине Ви-01-102 производства индийской фирмы Bangalore Integrated System Solutions Ltd. в соответствии с [1] при атмосферном давлении, в воздухе с относительной влажностью 40–60%, коэффициенте асимметрии $R = 0,2$, частоте нагружения $f = 20$ Гц, синусоидальной форме цикла и при температуре 17–23°C. Схема испытаний приведена на рисунке 1, а. Предварительно в каждом образце производили выращивание начальной трещины от надреза согласно рекомендациям [1]. Для изучения анизотропии трещину ориентировали в окружном и осевом направлениях.

Результаты испытаний в виде кинетической диаграммы усталостного разрушения компактных образцов с ориентацией трещины в окружном направлении представлены на рисунке 1, б.

В таблице приведены значения некоторых характеристик циклической трещиностойкости трубной стали, определенные по результатам проведенных испытаний и на основе разработанной методики.

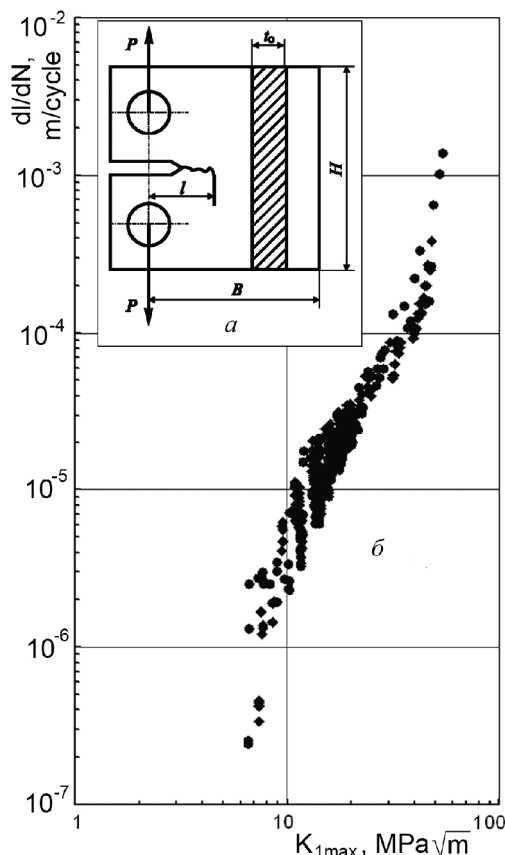


Рис. 1. Схема нагружения образца (а) и экспериментальная кинетическая диаграмма усталостного разрушения компактных образцов (б)

Результаты испытаний

Характеристика	Численное значение для образцов с развитием фронта трещины	
	в окружном направлении	в осевом направлении
Пороговый КИН K_{th} , МПа $\sqrt{м}$	7,85	6,42
Предельный КИН, МПа $\sqrt{м}$	32,42	29,1

Таблица

Результаты испытаний показали, что величина K_{th} лишь незначительно отличается у образцов типа ЦТ-1 и ЦТ-2: в среднем 6,42 и 7,85 МПа $\sqrt{м}$ соответственно (см. табл. 1, рис. 1), но это также свидетельствует о более высоком сопротивлении росту малых трещин исследуемой трубной стали в окружном направлении (на ~ 18%).

Согласно [2], весь процесс упругопластического деформирования и разрушения можно описать с помощью диаграммы циклического упругопластического разрушения образца с трещиной (диаграммы ЦУПРОТ), которую строят в координатах КИН, вычисленного с учетом поправки на пластичность, K_I^F – абсолютная ϕ – или относительная ψ -утяжка.

Анализ силовых и деформационных характеристик циклической трещиностойкости материала труб линейной части нефтепровода в исходном состоянии представлен в докладе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении : РД 50-345-82. – М. : Изд-во стандартов, 1982. – 43 с.

2. Сосновский, Л. А. Живучесть линейной части нефтепровода / Л. А. Сосновский, А. В. Богданович, А. М. Бордовский. – Гомель : ТРИБОФАТИКА, 2004. – 112 с.

УДК 622.692.4

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЯ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ КОРИДОРОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

В. И. Городниченко, М. В. Чубунов, А. Ю. Прокопенко, А. Ю. Аладинский
ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, Российская Федерация

Показатель резервирования, являющийся одним из параметров надежности систем газоснабжения, выражающий возможность маневрирования потоками газа путем использования перемычек при сезонном и аварийном регулировании, важен (наряду с другими критериями) для оценки влияния конфигурации линейной части газопроводов на показатели производственной мощности газотранспортных предприятий.

Возможность транспорта газа в обход отключаемого участка газопровода зависит не только от наличия параллельных ниток газопроводов и перемычек между ними, но также и от их технического состояния. На основе расчета показателей технического состояния участков газопроводов с использованием структурного анализа основных газотранспортных коридоров, учитывая количество параллельных ниток и перемычек между нитками газопроводов, представлена модель оценки показателя резервирования как участков газопроводов, так и газотранспортных предприятий.

Совместно с другими критериями (наработка до отказа, вероятность отказа, затраты на эксплуатацию и др.) показатель резервирования можно использовать для назначения приоритетов вывода участков газопроводов в капитальный ремонт.

Представлены результаты расчета показателя резервирования основных ниток магистральных газопроводов ЕСГ, экспортных газотранспортных коридоров – Северного, Центрального и Южного.

УДК 532.542+62.541

ОБ ОДНОМ АНАЛИТИЧЕСКОМ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ВОЗДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ПАРАМЕТРЫ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ ЖИДКОСТИ

В. В. Жолобов, Д. И. Варыбок

*ООО «Научно-исследовательский институт транспорта
нефти и нефтепродуктов», г. Москва, Российская Федерация*

Изменения режимов порождают волны давления различной интенсивности и крутизны, в связи с чем возникает необходимость разработки мероприятий, направленных на устранение опасных динамических изменений давления. В математическом плане это связано с гидравлическим расчетом волновых течений жидкости. В рамках приближенного решения задачи о распаде произвольного разрыва рассматривается реакция гидродинамических параметров течения на перемещение заслонки локальной системы автоматического регулирования в соответствии с ПИД алгоритмом регулирования. Предлагается алгоритм определения параметров (оценки качества существующих) настройки закона автоматического регулирования.

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ЛОКАЛЬНЫМИ КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ

В. М. Ивасив¹, Л. Е. Артым¹, Р. А. Дейнега¹, Р. Н. Басараб²

¹*Ивано-Франковский национальный технический университет
нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина*

²*Филиал «Магистральные нефтепроводы Дружба» ОАО «Укртранснефть»,
г. Львов, Украина*

Возможные аварии на трубопроводах не только несут значительный материальный ущерб, но и опасны для окружающей среды и жизни людей. Для эффективного предупреждения аварий, прежде всего, необходимо оценить остаточный ресурс участков трубопровода и только после этого решать, пригодны ли они для дальнейшей эксплуатации. Имеющиеся расчетные методики не дают объективной информации об их реальном ресурсе. Такое положение объясняется, в первую очередь, отсутствием новейших эффективных методов прогнозирования ресурса трубопроводов. Таким образом, разработка методики оценки остаточного ресурса трубопроводов является актуальной проблемой, которая нуждается в решении.

Полную информацию об усталостной и коррозионно-усталостной прочности участков трубопроводов можно получить только путем определения зависимости вероятности их разрушения от амплитуды напряжения и количества циклов нагрузки. Для этого необходимо проводить экспериментальные исследования с полным построением кривой усталости и учетом влияния факторов, которые определяют циклическую долговечность. Основные – это концентрация напряжений, масштабный фактор и среда. На ресурс трубопроводов каждый из этих факторов влияет по-разному, а их совокупное действие неадекватно отдельному влиянию каждого из них. Оценка рассеяния долговечности трубопроводов можно провести по испытаниям образцов выборки при одной нагрузке или при разных нагрузках по параметрам кривой усталости.

Получение параметров уравнений усталости натуральных трубопроводов, особенно с диаметрами больше 300 мм, является сложной проблемой. Поэтому оценку параметров кривых усталости необходимо проводить по результатам испытаний образцов или моделей.

Если отказом трубы может служить повреждение трещиной стенки, то параметры границ усталости трубопровода и модели-«вырезки» из него будут принадлежать к одной выборке, т. е. в статистическом плане будут одинаковыми. Поэтому нами для более точной оценки остаточного ресурса предлагается использовать модели-«вырезки».

Для оценки остаточного ресурса необходимо провести испытание моделей-«вырезок» с разной фиксированной степенью повреждения. Предлагается использовать модели с реальными повреждениями, полученными в процессе эксплуатации, например, использовать модели-«вырезки»

поврежденных участков трубопровода после их замены при ремонте или специальные вырезки в наиболее аварийно опасных местах, определенных по результатам предыдущего диагностического обследования. Это даст возможность более точно оценить остаточный ресурс участка трубопровода.

Для проведения испытаний моделей трубопровода разработан и изготовлен стенд, который позволяет проводить испытание моделей-«вырезок» в широком диапазоне их геометрических параметров. Оценка остаточного ресурса проводится путем анализа натуральных кинетических кривых повреждаемости опасных участков трубопроводов за счет определения их напряженно-деформированного состояния с помощью средств компьютерной инженерной системы ANSYS и экспериментальных исследований моделей-«вырезок» с построением их кинетических кривых усталости. Это дает возможность учитывать изменения физико-механических характеристик металла и реальное влияние коррозионной мало- и многоцикловой усталости. Для решения этой задачи разработан усовершенствованный способ прогнозирования гамма-процентного остаточного ресурса с помощью кинетических диаграмм усталости моделей-«вырезок».

На основе расчета делают заключение о возможности дальнейшей эксплуатации близлежащих участков трубопровода и сроке следующего диагностирования. Преимуществом такого метода является определение гамма-процентного остаточного ресурса участка с комплексным учетом локального и общего коррозионно-усталостного повреждения.

УДК 622.692.4

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РИСКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА ПЕРЕХОДАХ ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНЫЕ И ЖЕЛЕЗНЫЕ ДОРОГИ

В. Р. Измайлович, В. В. Воробьёв

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

Опыт эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через железные и автомобильные дороги показал наличие дополнительных рисков повреждения труб, несмотря на дополнительные меры защиты в виде футляров.

Защитный футляр воспринимает все внешние статические и динамические нагрузки. Труба внутри кожуха находится в свободном положении и опирается на опорно-центрирующие устройства, что сводит к минимуму воздействие на трубу внешних нагрузок.

Однако для переходов со сроком эксплуатации свыше 20 лет существует вероятность возникновения и развития коррозионных повреждений труб под кожухом. Причинами таких повреждений являются попадание

влаги в пространство между трубопроводом и кожухом вследствие негерметичности, касание трубы кожуха (рис. 1) и наличие блуждающих токов. Аналогичные проблемы возникают при прокладке трубопровода в защитном кожухе через малые водные преграды.

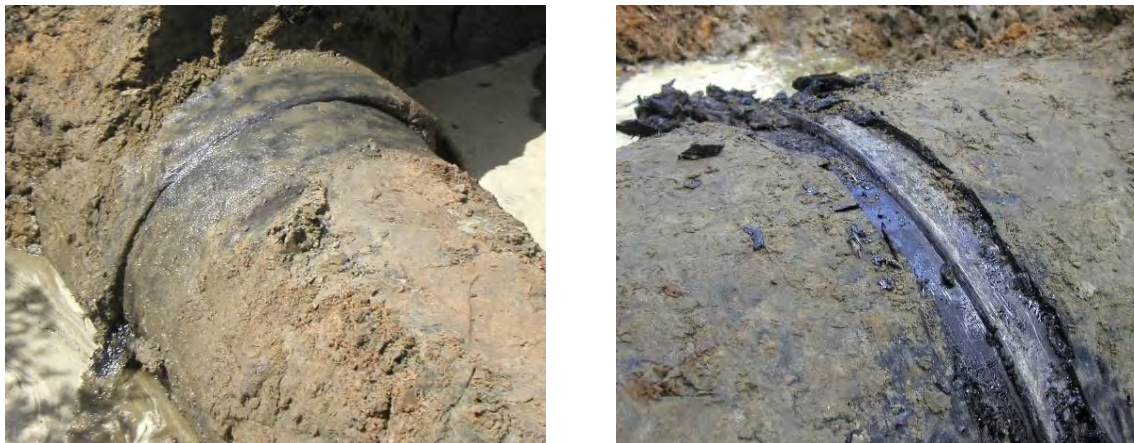


Рис. 1. Касание защитного кожуха нефтепровода на переходе через автомобильную дорогу

На рисунках 2 и 3 показаны коррозионные повреждения нефтепровода на переходе, соответственно, через железную дорогу и малую водную преграду.

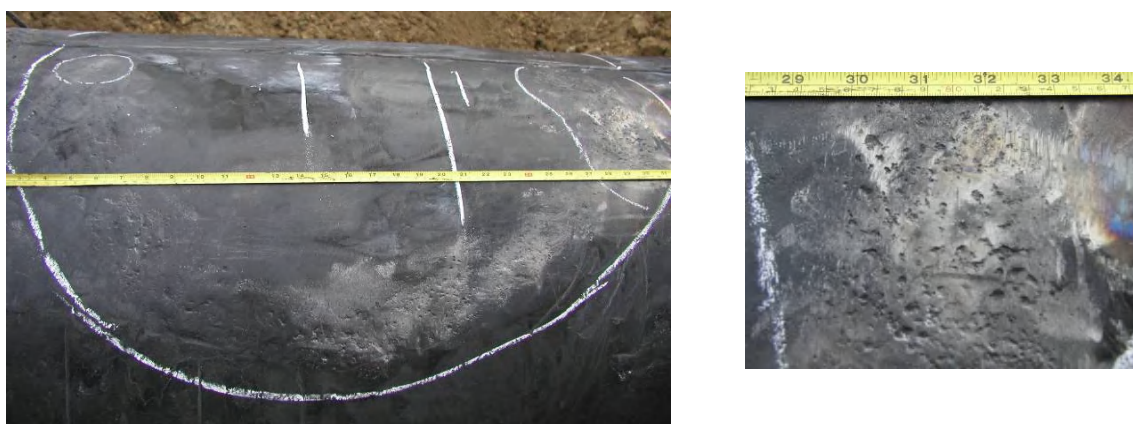


Рис. 2. Повреждение нефтепровода на переходе через железную дорогу



Рис. 3. Повреждение нефтепровода на переходе через малую водную преграду

Основным методом ремонта переходов в настоящее время является вскрытие дорожного полотна и ремонт с устройством объездного участка. По нашему мнению, на переходах магистральных нефтепроводов через железные дороги и автодороги республиканского и международного значения и примыкаемые к ним участки по 100–150 м в зависимости от ситуации, с наработкой свыше 30–40 лет необходимо полностью заменять и кожух, и трубопровод с использованием метода наклонно-направленного бурения. Такой радикальный метод ремонта вполне конкурентоспособен в случаях необходимости выполнения объездных дорог, при этом гарантирована работоспособность нефтепровода на длительный срок.

УДК 622.692.4.071:624.139.2

ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА «ХАРЬЯГА – ЮЖНО-ХЫЛЬЧУЮСКОЕ»

И. Р. Кашапов¹, Э. С. Бахтегареева²

¹*Филиал ОАО «Уралтранснефтепродукт» ЛПДС «Челябинск»,
г. Челябинск, Российская Федерация*

²*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

С каждым годом в России и других странах увеличивается добыча высоковязких нефтей. Высокий ресурсный потенциал данного вида углеводородного сырья обуславливает тот факт, что его разработке нефтяные компании уделяют все большее внимание. Канада, Венесуэла, Эквадор и другие страны в настоящее время ведут активную добычу и транспортировку нефтей с плотностью почти 1 т/м³ и высокой вязкостью, в сотни раз больше вязкости воды [1]. Современный уровень методов расчета нестационарных режимов работы неизотермических трубопроводов позволяет рассчитывать указанные процессы лишь приближенно, с той или иной степенью точности. Существующие методы расчета и отраслевой стандарт не учитывают изменения подачи насосов Q вследствие изменения гидравлического сопротивления трубопровода при неизотермических нестационарных процессах. Колебания подачи центробежных насосов и температуры перекачки жидкости взаимосвязаны. Поэтому принятие постоянства $Q = \text{const}$ правомерно лишь для поршневых насосов [2].

Методика расчета эксплуатационных режимов неизотермических трубопроводов с использованием динамических характеристик [3] позволяет выполнять тепловой и гидравлический расчет как стационарного, так и нестационарного режимов работы трубопровода. Большим преимуществом данного метода является то, что он позволяет учесть изменение подачи центробежных насосов вследствие изменения гидравлического сопротивления трубопровода. При использовании соответствующей программы на ЭВМ становится возможным учесть при этом также изменение и других параметров перекачки и теплообмена.

По доработанной программе «Stac-Sever», апробированной на теплоизолированном нефтепроводе «Харьга – Южно-Хыльчуйское», рассчитан участок «Харьга – Инзереи», протяженностью 48 км, диаметром 377 мм. Выполнен теплогидравлический расчет стационарного режима участка нефтепровода. При температуре застывания перекачиваемой нефти 14 °С определено время безопасной остановки в расчете на самый холодный месяц (февраль), которое составило 41,6 ÷ 46,8 ч.

Для расчета нестационарных режимов построена динамическая характеристика нефтепровода (рис.), которая представляет собой совокупность суммарной характеристики насосов, графика потребного напора трубопровода, сетки мгновенных характеристик, построенных с шагом по температуре, а также вспомогательных кривых средней и конечной температур перекачиваемой жидкости, нанесенных на один график.

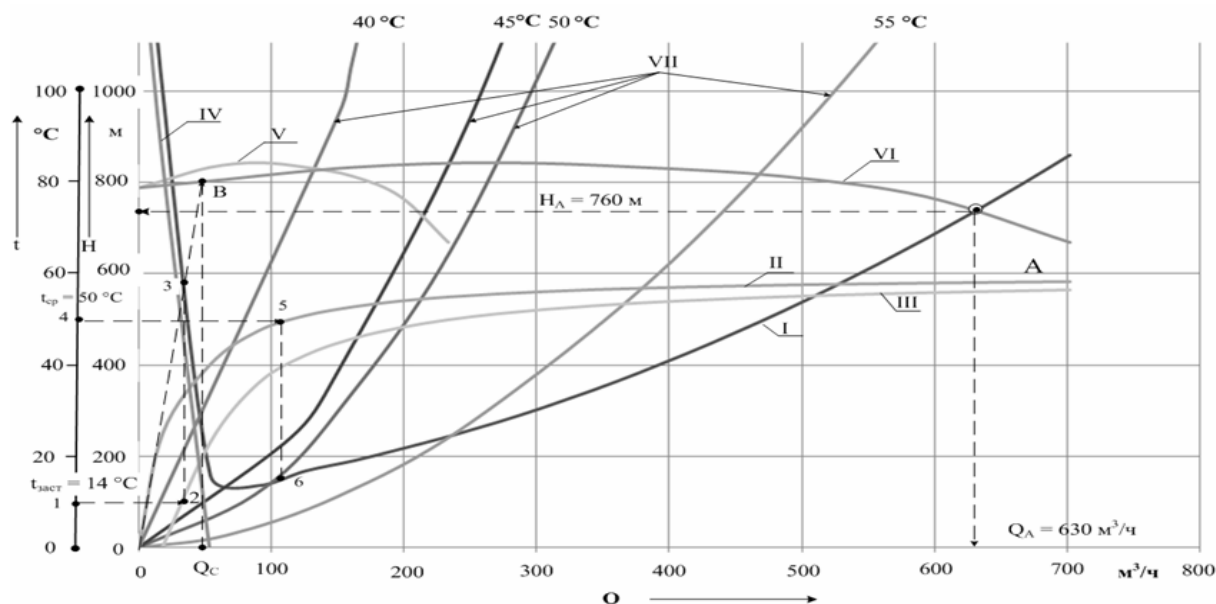


Рис. Динамическая характеристика нефтепровода:

- I – стационарная характеристика нефтепровода; II, III – зависимости температур t_f и t_k от расхода Q ;
- IV – зависимость предельного напряжения сдвига от Q ;
- V, VI – характеристики насосов НПС 200-700;
- VII – мгновенные характеристики нефтепровода

ЛИТЕРАТУРА

1. Максutow, Р. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. Максutow, Г. Орлов, А. Осипов // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
2. Тугунов, П. И. Применение динамических характеристик для расчетов эксплуатационных режимов неизотермических трубопроводов / П. И. Тугунов, Н. А. Гаррис. – М., 1985. – 60 с.
3. Гаррис, Н. А. Построение динамической характеристики магистрального трубопровода (модель вязкопластичной жидкости) / Н. А. Гаррис, Ю. О. Гаррис, А. А. Глушков // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]. – 2002. – Режим доступа : http://www.ogbus.ru/authors/Garris/Garris_4.pdf.

УДК 622.643

АНАЛИЗ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

О. М. Керимов

*Азербайджанская государственная нефтяная академия,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

Значение трубопроводного транспорта и масштаб его применения общеизвестны. Одной из основных задач трубопроводного транспорта является снижение количества аварий, возникающих в процессе эксплуатации. На работоспособность трубопровода влияют многочисленные факторы, в том числе связанные с осложнением условий эксплуатации. Один из них – это частичное оседание постели трубопровода, находящейся под землей. При этом трубопровод приобретает изогнутый вид, в результате чего меняется его напряженное состояние. Учитывая вышеизложенное, принимая трубопровод как многопролетную неразрывную балку, исследовано его напряженное состояние и определены возникающие дополнительные напряжения на участке, где имеется оседание постели. Установлены отрицательные последствия описанного явления на работоспособность трубопровода и разработаны меры по их устранению.

УДК 622.2

ПРОЧНОСТЬ ПОДВОДНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА

А. Н. Козик

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

Долгое время для магистральных нефтепроводов возможность протекания коррозионных процессов на внутренней поверхности труб даже не рассматривалась. Изначальная недооценка опасности возникновения внутренней коррозии привела к медленному, но непрекращающемуся развитию коррозионных повреждений внутренней поверхности труб.

Для обеспечения безопасности нефтепроводов, особенно на подводных переходах с наработкой в 30 и более лет, необходимы оценка коррозионного состояния и меры по предотвращению развития коррозионных процессов на внутренней поверхности труб. В связи с этим разработаны метод и технология испытания нефтепроводных труб с локальными повреждениями и без них.

Для оценки влияния повреждений разработаны методика и технология испытания натуральных длинноразмерных нефтепроводных труб, включающие: контрольно-измерительные процедуры для определения расположения,

характера и протяженности коррозионных повреждений (толщинометрия, ультразвуковой контроль и т. д.); технологию подготовки трубы к испытанию (монтаж системы, нагружения внутренним давлением, выбор точек измерения деформаций, и т. д.); работу с нагружающими устройствами; технологию испытаний, методик измерений, обработки и представления данных. Методика предусматривает испытания труб до разрушения. Испытаниям подвергаются 10-кратные плети, для которых отношение длины трубы к диаметру $L/D \geq 10$, что гарантирует разрушение в рабочей зоне, достаточно удаленной от приваренных днищ. Плети для испытаний изготавливали длиной 7 м из труб диаметром 630 и 820 мм длиной, соответственно, 7 и 11 м, демонтированных с подводных переходов со сроком эксплуатации 40 и более лет. Для определения напряжений в металле, в том числе и в зоне дефектов, использовался метод тензометрирования.

Отобранные и подготовленные плети помещались на специально оборудованный полигон.

Испытания вели, ступенчато повышая давление, что обеспечило стабилизацию измеряемой деформации при выдержке на каждой ступени и позволяло «уловить» текучесть материала.

Предусмотрено двухэтапное нагружение испытываемой трубы внутренним давлением. 1-й этап – контрольное, до давления на 15–20% ниже рабочего и полная разгрузка трубы; при этом используется пневматическая насосная станция, обеспечивающая повышенную точность измерения малых давлений, что позволяет надежно оценить стабильность работы и погрешность показаний тензодатчиков. 2-й этап – рабочее нагружение до разрушения; при этом используется гидравлическая насосная станция, обеспечивающая требуемую скорость испытания при высоких давлениях.

Методика и технология испытаний апробирована многократно, оказалась состоятельной, надежной и эффективной. Она рекомендуется для применения в дальнейших исследованиях как типовая и принята за основу при разработке государственного стандарта СТБ 2162-2011.

Проведенные экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния труб показали, что в дефектных зонах при повышении внутреннего давления повреждаемость металла резко интенсифицируется: здесь деформации (напряжения) в 3–5 и более раз выше, чем в зонах без дефектов (при одинаковом давлении). При этом предельное напряжение для труб локальными коррозионными повреждениями (ЛКП) на 8–12% ниже, чем для труб без них (в условиях опыта).

Следовательно, после длительной эксплуатации опасными являются не околошовные зоны продольных сварных соединений, а зоны с ЛКП. Поэтому методы прогнозирования остаточного ресурса таких труб следует вести по критерию коррозионно-механической прочности (в том числе и по коррозионно-механической усталости).

В докладе приведены подробные результаты испытаний, их анализ и выводы.

УДК 622.692.4

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. А. Коршак, В. И. Клишко

*Санкт-Петербургский государственный горный университет
им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Трубопроводный транспорт нефти относят к энергоемкому производству, при этом с переходом на рыночные взаимоотношения ожесточаются требования к точности оценки объемов потребляемой электроэнергии в зависимости от объемов плановых поставок нефти и нефтепродуктов. Кроме того, с каждым годом в составе транспортируемых углеводородов увеличивается доля высоковязких и высокостыгивающих нефтей. Совокупность обоих факторов составляет основную зону исследования.

Более ста лет эксплуатации «горячих» трубопроводов доказали их эффективность в сравнении с остальными способами транспорта. Основой для расчета температурного режима перекачки является методика, разработанная В. С. Яблонским. Данная методика не применима к расчету температурного режима «горячих» трубопроводов, поскольку предполагает, что производительность нефтепровода является известной величиной. При использовании центробежных насосов этот параметр изменяется в зависимости от температуры перекачки.

В настоящей работе предлагается алгоритм решения задачи выбора температурных режимов работы «горячих» трубопроводов, оснащенных центробежными насосами. Одновременно выбирается количество работающих насосов на каждой НПС. В качестве целевой функции используются суммарные затраты на перекачку и подогрев нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учеб. / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; под ред. А. А. Коршака. – СПб. : Недра, 2008. – 485 с.

УДК 622.691.4

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

А. И. Ксенич, М. Д. Середюк

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

Одним из путей повышения надежности и экономичности систем распределения природного газа в населенных пунктах является использование полиэтиленовых труб. Сегодня полиэтиленовые трубы успешно применяются

при строительстве инженерных сетей во всех европейских странах. Это объясняется тем, что по отношению к стальным газопроводам полиэтиленовые имеют ряд преимуществ, а именно:

- продолжительность эксплуатации свыше 50 лет;
- отсутствие необходимости изоляции материала трубопровода;
- меньшая себестоимость изготовления трубопроводов;
- меньшие капиталовложения в строительство сети и эксплуатационные затраты на ее обслуживание;
- высокая надежность, долговечность и простота муфтовых соединений труб;
- меньшая шероховатость внутренней поверхности газопровода, и, как следствие, меньшие энергозатраты на транспортировку газа.

Широкое внедрение полиэтиленовых газопроводов требует внесения корректив в методы гидравлических расчетов газовых сетей как при проектировании, так и при эксплуатации систем газоснабжения населенных пунктов.

Одним из важных вопросов в этой связи является количественная оценка уменьшения энергозатратности газовых сетей низкого давления в случае использования вместо стальных полиэтиленовых газопроводов.

Для проведения экспериментальных исследований особенностей газодинамики полиэтиленовых газопроводов нами разработана лабораторная установка, основной частью которой является полиэтиленовый газопровод диаметром 32 мм и длиной 64 м. Для измерения параметров газового потока в полиэтиленовом газопроводе использованы современные высокоточные аналоговые и цифровые датчики давления, расхода, температуры и влажности рабочей среды, передающие информацию на компьютер.

В результате математической обработки результатов многосерийных экспериментальных исследований нами получены графические и аналитические зависимости коэффициента гидравлического сопротивления полиэтиленового газопровода в зависимости от числа Рейнольдса.

Получено, что переход от ламинарного режима течения к критическому (переходному) режиму в полиэтиленовом газопроводе низкого давления отвечает следующему критическому числу Рейнольдса:

$$Re_k = 2150.$$

Переход от критического (переходного) режима к турбулентному режиму движения газа отвечает переходному числу Рейнольдса:

$$Re_{m_1} = 2400.$$

По результатам экспериментальных исследований, с достоверностью свыше 99% коэффициент гидравлического сопротивления полиэтиленового газопровода низкого давления может быть рассчитан по таким формулам:

- для ламинарного режима

$$Re < Re_k;$$

$$\lambda = 41,05 \cdot \text{Re}^{-0,878}; \quad (1)$$

– для критического режима

$$\text{Re}_k < \text{Re} < \text{Re}_{m_1};$$

$$\lambda = 3,185 \cdot 10^{-5} \text{Re}^{-0,0199}; \quad (2)$$

– для турбулентного режима движения в зоне гидравлически гладких труб

$$\lambda = 4,146 \cdot \text{Re}^{-0,551}. \quad (3)$$

Расчеты показали, что общепринятые зависимости для коэффициента гидравлического сопротивления, полученные для стальных труб, применительно к полиэтиленовым газопроводам дают существенную ошибку (до 50%) в зависимости от режима работы газопровода.

Полученные нами зависимости для коэффициента гидравлического сопротивления полиэтиленовых газопроводов можно использовать в методиках гидравлического расчета газовых сетей низкого давления. Это позволит повысить качество проектирования и эксплуатации газовых сетей населенных пунктов.

Рекомендации по усовершенствованию методов гидравлических расчетов полиэтиленовых газовых сетей низкого давления переданы в отраслевые проектные институты Украины.

УДК 621.643.053–192

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. Г. Кульбей

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Территория Беларуси является наиболее коротким путем для транспортирования российских углеводородных энергоносителей в страны Европы, поэтому она насыщена трубопроводными коридорами. Ввиду высокой обводненности территории Республики Беларусь трубопроводы пересекают все важнейшие водные артерии страны, а именно – 15 крупных рек, среди которых Припять, Сож, Днепр, Западная Двина. Большинство рек, пересекаемых трассами трубопроводов, являются судоходными.

При разгерметизации подводного перехода (ПП) трубопровода перекачиваемый продукт попадает непосредственно в водный объект и оказывает сильное негативное воздействие на окружающую среду. Более половины ПП Беларуси сооружено в начале 70-х годов и на сегодняшний день выработали

свой амортизационный срок эксплуатации, в связи с чем возникает необходимость решения задачи обеспечения безопасности их дальнейшей эксплуатации.

Чрезвычайно важно иметь представление о реальном техническом состоянии эксплуатирующихся трубопроводных конструкций, хотя бы путем проведения внутритрубной диагностики, однако это дает картину лишь наличия либо отсутствия дефектов в металле трубы на момент диагностической проверки, но не комплексную картину надежности состояния всего трубопровода. Таким образом, существует необходимость оценки степени влияния проектных, организационно-строительных и эксплуатационных мер, применяемых для повышения надежности подводных переходов. Одним из способов решения этой задачи является создание некоторой методики, позволяющей определить степень надежности подводного перехода путем учета влияния внешних и внутренних факторов трубопровода на всех стадиях его жизненного цикла.

Проблема оценки технического состояния ПП в Беларуси определяется тем, что основная часть резервных ниток ПП, а именно 90,2%, не оборудована камерами приема-пуска диагностических снарядов, в связи с чем возникает необходимость создания методик оценки технического состояния без использования инструментальных технологий.

Поэтому для оценки технического состояния автором предложено использовать многофакторную модель, учитывающую воздействие различных причин на техническое состояние ПП.

Для учета степени влияния факторов на техническое состояние ПП был использован метод балльной оценки. Результатом является получение критерия, оценивающего уровень технического состояния ПП, – индекса технического состояния (ИТС), который определяется как среднее арифметическое суммирования произведений весового балла каждого фактора на балл признака. Значения весовых коэффициентов факторов и значения балльной оценки признаков факторов определялись методом экспертной оценки.

В итоге создана методика, позволяющая оценить уровень технического состояния ПП, где весовые коэффициенты показывают значимость каждого фактора, а баллы показывают величину воздействия каждого фактора.

С целью автоматизации процесса расчетов по данной методике создана компьютерная программа РИТС (расчет индекса технического состояния), создающая базу данных параметров рассчитываемых ПП, определяющая ИТС для каждого ПП и позволяющая анализировать техническое состояние ПП по наиболее значимым факторам влияния.

Определено, что большинство ПП в Беларуси на сегодняшний день имеют достаточно высокую надежность эксплуатации, так как находятся в областях с низкими показателями ИТС, но вместе с тем ряд ПП требуют пристального внимания, попадая в область с повышенными показателями ИТС. Отмечено, что на сегодняшний день не наблюдается ПП, требующих проведения срочного ремонта.

Рассчитанные значения индексов технического состояния ПП позволяют проводить сравнительный анализ различных ПП для определения приоритетности их технического обслуживания и ремонта. Кроме того, разработанная методика позволяет предприятиям, эксплуатирующим ПП, производить планирование финансирования технического обслуживания и ремонта ПП на следующий расчетный период, а применение предложенной системы повышает безопасность эксплуатации рассматриваемых объектов.

УДК 622.692.4

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЗАКОНСЕРВИРОВАННОГО НЕФТЕПРОВОДА

А. Г. Кульбей

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

При эксплуатации систем трубопроводного транспорта в условиях нестабильности внешнего рынка поставок энергоносителей перед трубопроводчиками возникают задачи сохранения работоспособности трубопроводных конструкций при временном прекращении перекачки транспортируемого продукта.

На сегодняшний день прямого нормативного документа, регламентирующего порядок подготовки, проведения и вывода из консервации магистрального нефтепровода, в Республике Беларусь не существует. В связи с этим приходится рассматривать смежные нормативные документы, затрагивающие возникающие вопросы.

Смежные нормативные документы, действующие в Республике Беларусь, относятся к области консервации химического оборудования, например, ОСТ 26-01-890-80 «Консервация изделий химического машиностроения. Общие технические требования».

Однако в России появились новые целевые документы, в которых данные вопросы рассматриваются несколько с других позиций:

- ОР 13.01-60.30.00-КТН-010-2-01 «Регламент технического обслуживания линейной части магистральных нефтепроводов и оборудования НПС, находящихся в консервации и режиме содержания в безопасном состоянии»;
- РД-75.180.00-КТН-135-09. «Правила освобождения от нефти при выводе из эксплуатации и консервации магистральных нефтепроводов».

Необходимо отметить, что в этих документах применены новые методы обеспечения более высокой надежности сохранения работоспособного состояния оборудования по сравнению с рассмотренным выше документом. Так, например, при консервации оборудования с заполнением инертной газовой смесью создается более высокое избыточное давление в 0,3 МПа

по сравнению с требованиями ОСТ, где избыточное давление составляет 0,00266–0,0099 МПа. Более высокое консервирующее давление инертного газа лучше предохраняет внутреннюю полость оборудования от проникновения в него извне кислорода. Кроме того, по более высокому давлению легче отслеживать герметичность оборудования, так как при одинаково малом отверстии изменение давления газа будет более заметно.

С другой стороны, разрешено наличие большего содержания объемной доли кислорода (до 10%), в то время как ОСТ регламентирует остаточное содержание кислорода в 2%.

Тем не менее, положительным моментом российских документов является дополнение положений по контролю коррозионного состояния нефтепровода, базирующихся на:

- контроле скорости коррозии (оценка коррозионной активности по образцам-свидетелям);
- контроле глубины разрушения и скорости коррозии внутренней поверхности по результатам наружной выборочной ультразвуковой толщинометрии стенок труб;
- контроле содержания планктонных и адгезированных клеток сульфатвосстанавливающих бактерий;
- контроле параметров работы средств ЭХЗ.

Учитывая рассмотренную ситуацию, в Беларуси существует необходимость в легализации вышеприведенных российских документов, либо в разработке нового технического нормативно-правового акта в области консервации нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

УДК 622.691.4:620.193/.197

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ И БИОКОРРОЗИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

О. Н. Миронова, Н. А. Гаррис

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

Принято считать, что стресс-коррозионное растрескивание металла труб большого диаметра происходит при стечении ряда обстоятельств, на которые влияют:

- качество металла;
- наличие коррозионно-активной среды;
- соответствующий уровень действующих напряжений.

Практика эксплуатации магистральных трубопроводов показывает, что явления стресс-коррозионного растрескивания металла под напряжением (КРН) встречаются только на газопроводах, и как правило, большого диаметра.

Это можно объяснить особым поведением коррозионно-активной среды вокруг трубопровода. Грунт является капиллярно-пористым телом, и грунтовый электролит перемещается в поровом пространстве под температурным воздействием газопровода, температурные режимы которого нестабильны. Поэтому в прилегающем к нему грунте генерируются неравновесные термодинамические процессы: тепломассопереноса, электрохимические, биохимические и т. п. – весьма сложные в своем взаимодействии.

Нестабильность температурных режимов – первая общая причина активизации электрохимической и биокоррозии.

Как показали исследования, проведенные в УГНТУ и на специально оборудованных стендах одного из газопроводов Уренгойского коридора ООО «Газпром трансгаз Уфа», при температурах 30...40 °С в коррозионно-активном слое грунта, контактирующего с трубопроводом, устанавливается колебательное движение грунтового электролита.

В этом температурном диапазоне коррозионные потери металла в импульсном температурном режиме в 6,8...11,2 раза превышают потери металла при стабильной температуре образцов.

30...40 °С – общий температурный диапазон активизации электрохимической и биокоррозии.

Именно в этом температурном интервале, отмечает Карл Ф. Отт, максимально проявляется биокоррозия. Этот факт также подтверждается химическими и микробиологическими исследованиями грунтов и продуктов коррозии, отобранных с мест аварий, произошедших по причине КРН, выполненными институтом ВНИИГАЗ ОАО «Газпром». По своей локализации максимум коррозионной активности совпадает с максимальным содержанием сульфатвосстанавливающих бактерий в грунте, контактировавшем с трубопроводом.

Колебания температуры газопровода происходят по причине несовершенства системы воздушного охлаждения газа, подаваемого в газопровод. На нефтепроводах в силу инерционности потока нефти, скорости движения которого на порядок меньше, чем скорости движения потока газа, КРН не наблюдается.

Поэтому даже при наличии катодной защиты газопровода в местах повреждения изоляционного покрытия газопровода большого диаметра вследствие неоднородности грунта и неравномерности распределения грунтовой влаги по периметру трубы под импульсным температурным воздействием трубопровода активизируются коррозионные процессы, протекающие по принципу КРН.

На основании проведенных исследований можно заключить, что импульсное изменение температуры стенки трубы, вызывающее синхронное изменение температуры и влажности прилегающего грунта, можно рассматривать как побудительный момент, активизирующий как электрохимическую коррозию, так и биокоррозию, интегрально проявляющийся в дискретном растрескивании металла под напряжением и разрушении наружной поверхности трубопровода в направлении максимального развития напряжений.

Сопоставление результатов исследований Карла Ф. Отта, отдающего предпочтение биокоррозионному сценарию стресс-коррозии на магистральных трубопроводах, и результатов наших исследований, выполненных совместно специалистами УГНТУ и ООО «Газпром трансгаз Уфа», дает картину, в которой рост коррозионной трещины происходит по общему сценарию, имеет общую термодинамическую основу, а оба механизма согласованы и дополняют друг друга.

При поиске способов борьбы со стресс-коррозией на магистральных газопроводах такой подход позволяет найти решение проблемы. Для этого необходимо выбрать из множества факторных признаков управляющий фактор и воздействовать на него, тем самым снижая интенсивность коррозионных процессов.

В данном случае это температурный фактор, проявляющийся в импульсном изменении температуры. Необходимо стабилизировать температурные режимы газопровода и исключить суточные колебания температуры газа, наладив качественное регулирование АВО систем охлаждения КС. Также необходимо выйти за пределы коррозионно-опасного температурного диапазона 30...40 °С.

УДК 621.643.03-034.14

ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ НА ПРОЦЕССЫ СТАРЕНИЯ МЕТАЛЛА

А. Ю. Михалёв

*Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация*

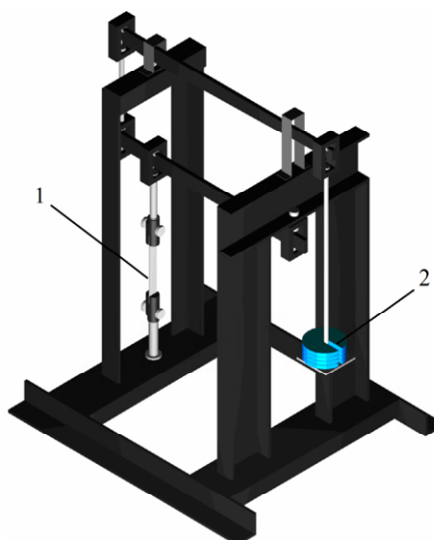
Как показывает практика эксплуатации магистральных газопроводов, разрушение становится возможным даже при условии действующих напряжений, не превышающих максимально допустимые, только в результате изменения состояния металла в ходе длительной эксплуатации.

Подобные процессы деградации свойств металла имеют общее название – старение.

Целью исследования было установление зависимости величины напряжений, возникающих в магистральном трубопроводе, и протекания процессов старения в исследуемом металле.

При выборе условий проведения эксперимента было решено использовать установку для создания статических нагрузок и общую методику проведения, хорошо показавшие себя в предшествующих исследованиях [1]. Общий вид установки представлен на рисунке 1.

Рис. 1. Общий вид установки для создания статического напряжения:
1 – испытуемый образец;
2 – место размещения грузов для создания напряжения на образце



В качестве метода регистрации деградиационных процессов в стали образцов был выбран метод определения твердости с малой нагрузкой с последующей статистической обработкой полученных значений [1]. Эксперимент проводился со ступенчатым нагружением образца (из марки стали 17Г1С); при каждом получаемом значении напряжений образец выдерживался под нагрузкой равное количество времени, производились необходимые измерения. График полученной зависимости представлен на рисунке 2.

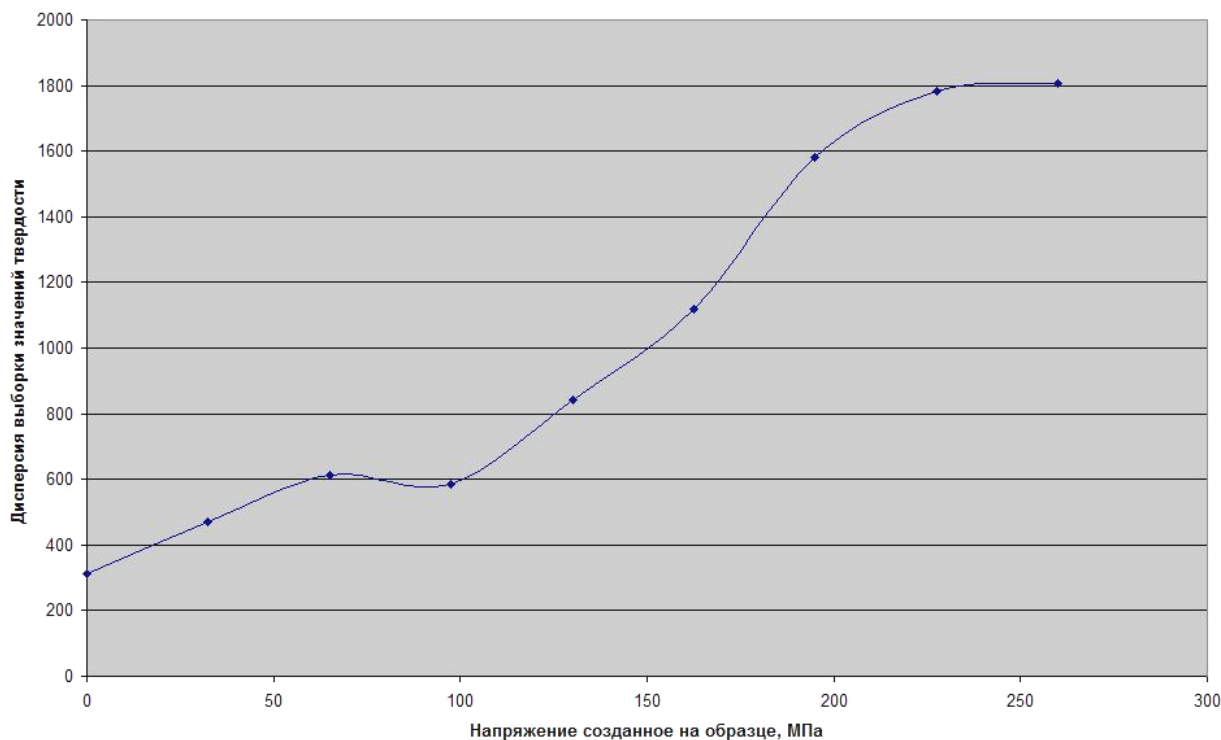


Рис. 2. Зависимость результатов оценки степени состаренности металла и напряжений, создаваемых на образцах

Из полученной зависимости видно, что активизация процессов старения металла происходит при нагрузках, составляющих порядка 30% $\sigma_{0,2}$ для используемых образцов, что соответствует современным представлениям о природе старения стали [2].

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, Ю. В. Неразрушающая диагностика деградационных процессов в металле газопроводов / Ю. В. Александров, Р. В. Агинец, А. Ю. Михалев // Газовая промышленность. – 2011. – № 6 (660). – С. 60–63.

2. Нохрин, А. В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А. В. Нохрин, В. Н. Чувильдеев // Вес. Нижегород. ун-та им. Н. И. Лобачевского. – 2010. – № 5 (2). – С. 171–180.

УДК 621.6.01

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА И ОПТИМИЗАЦИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТА НЕФТИ

Е. И. Тарновский, А. М. Ширяев

*ОАО «АК«Транснефть», г. Москва, Российская Федерация
ООО «Научно-исследовательский институт транспорта
нефти и нефтепродуктов», г. Москва, Российская Федерация*

Для систем транспорта газожидкостных углеводородных смесей характерной особенностью является неустановившийся процесс течения. Неоднородная по составу и условиям транспортировки углеводородная смесь за счет разделения по фазам при наличии ретроградной и дифференциальной конденсации, температурных отклонений и т. п. приводит к изменению режимов работы всей системы транспорта. В результате трубопроводы работают в неустановившемся режиме с фазовыми переходами, приводящими к образованию паровых и парогазовых объемов различного масштаба. Различия в механизмах выделения и растворения газовых компонентов приводит к режимам течения с неполным заполнением трубы при давлениях, существенно превышающих давление насыщенных паров жидкости. В этом случае для прогнозирования процессов, происходящих при транспортировке углеводородной смеси, уже необходимо знать неравновесный компонентный состав фаз, а последующее трансформирование компонентного состава газопаровой фазы необходимо рассматривать в рамках неравновесной схемы фазовых переходов.

В данной работе предполагается, что в трубопроводе имеются напорные участки, заполненные жидкостью целиком, а также участки, заполненные лишь частично, давление на которых равно давлению в парогазовой фазе.

Рассматривается случай изотермического течения вязкой сжимаемой жидкости, когда давление в парогазовой фазе может отличаться от давления насыщенных паров жидкости. Система уравнений для средних гидродинамических величин, выражающая балансовый закон сохранения массы и количества движения фаз, представлена следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \rho_i F_i + \frac{\partial}{\partial x} \rho_i u_i F_i &= \chi (\alpha_i \rho_i^0 V_{ij} - \alpha_j \rho_j^0 V_{ij}); \\ \rho_i &= (1 - \alpha_j) \rho_i^0; \quad (i \neq j = 0, 1); \\ \frac{\partial}{\partial t} \rho_i u_i F_i + \frac{\partial}{\partial x} F_i (\beta_i \rho_i u_i^2 + p) &= p \frac{\partial F_i}{\partial x} - F_i \rho_i g \left(\frac{dz}{dx} + \frac{\partial}{\partial x} \left\{ h \sqrt{1 - \left(\frac{dz}{dx} \right)^2} \right\} \right) - \\ &- \int_{\chi_i} \tau_{0i} d\chi_i + \chi (\alpha_i \rho_i^0 V_{ij} u_i - \alpha_j \rho_j^0 V_{ij} u_i), \end{aligned}$$

где ρ_i – средняя по сечению кажущаяся плотность i -той фазы (включающей дисперсную часть j -той фазы – газопаровая фаза с каплями жидкости или жидкая фаза с пузырьками пара);

F_i – часть поперечного сечения трубы, занятая соответствующей фазой;

u_i – средняя по поперечному сечению трубы скорость i -той фазы;

β_i – коэффициент, характеризующий поправку на количество движения потока жидкости;

τ_{0i} – величина силы трения, действующая на единицу площади боковой поверхности трубы;

p – давление, которое предполагается одинаковым на границе раздела обеих фаз;

x, z – горизонтальная и вертикальная координаты;

t – время.

Для замыкания системы используется уравнение состояния Пенга-Робинсона.

Массовая концентрация C_{ki} определяется из уравнений сохранения массы компонент:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \rho_i C_{ki} F_i + \frac{\partial}{\partial x} \rho_i u_i C_{ki} F_i &= (-1)^i \chi \left(\alpha_0 \rho_0^0 V_0 \frac{x_{k1} M_{k1}}{M_0} - \alpha_1 \rho_1^0 V_1 \frac{x_{k0} M_{k0}}{M_1} \right); \\ &(i \neq j = 0, 1), \end{aligned}$$

где M_{ki} – молекулярный вес x_k компонент i -той фазы;

M_i – молекулярный вес вещества дисперсных включений соответствующей фазы.

В зависимости от вида возмущений на границах течения вводятся соответствующие начальные и граничные условия при решении конкретной задачи: заполнение трубопровода, свободное истечение, аварийное истечение через боковую поверхность, пуск и останов транспортировки углеводородной смеси.

Для численного расчета течений газожидкостной углеводородной смеси как на полностью заполненных участках трубопровода, так и на заполненных лишь частично, используется метод распада произвольного разрыва [С. К. Годунов, 1959].

На основе численного эксперимента по расчету течения многокомпонентной смеси в трубопроводе сделаны следующие выводы:

- структура течения многокомпонентной углеводородной смеси определяется профилем трубопровода и не зависит от начальных условий;
- противоточные течения возникают на нестационарной стадии на восходящих участках при заполнении трубопровода углеводородной смесью;
- количественный состав дискретной фазы определяет вид структуры потока. Концентрация компонент в непрерывных фазах является доминирующим фактором в образовании структуры потока;
- формирование дисперсно-кольцевого режима течения на нестационарной стадии происходит при однонаправленности скорости течения непрерывных фаз в трубопроводе.

В работе дана формулировка и результаты расчета задачи упругого деформирования трубопровода под действием динамических нагрузок со стороны транспортируемой жидкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бекман, В. Катодная защита от коррозии : пер. с нем. / В. Бекман, В. Швенк. – М. : Металлургия, 1984. – 496 с.

УДК 622.691.4

УНИКАЛЬНЫЙ ОПЫТ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ ПО «ГОРЯЧЕМУ» МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ «ОЗЕК-СУАТ-ГРОЗНЫЙ»

И. М. Тугунова, Н. А. Гаррис

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

С каждым годом в России и других странах увеличивается добыча высоковязких нефтей, которые составляют 80% мировых запасов.

Хорошо зарекомендовал себя способ перекачки нефти с подогревом. Но при недогрузке трубопроводов неизбежно встает вопрос о выборе

технологии перекачки. Циклическая перекачка при высоких температурах – явление очень редкое в магистральном транспорте, а так как лабораторный эксперимент в этом случае неприемлем, то требует изучения прошлый опыт промышленной эксплуатации подобных нефтепроводов.

Магистральный нефтепровод «Озек-Суат-Грозный» диаметром 325 мм и протяженностью 200 км, введенный в эксплуатацию в 1955 г., стал первым отечественным «горячим» нефтепроводом и предназначался для перекачки нефти промыслов Озек-Суат, Величаевка, Зимняя Ставка и месторождений прикумской равнины. Перекачка этой высоковязкой нефти по трубопроводу была возможна либо путем снижения температуры ее застывания, либо с подогревом. Снизить температуру застывания нефти, кроме депарафинизации, было возможно термической обработкой нефти, разбавлением низкозастывающими нефтями или нефтепродуктами, обработкой нефти присадками и механическим перемешиванием.

После проведения экспериментов стало очевидно, что термообработка мало влияет на температуру застывания нефти, что объясняется большой концентрацией твердых парафиновых углеводородов (17–26%) и малым количеством содержащихся асфальто-смолистых веществ – асфальтенов (0,37–0,97%). Это определило нецелесообразность термической обработки нефти. Вопрос о понижении температуры застывания нефти путем разбавления их с другими нефтями или введением присадок также не был решен положительно.

Нефтепровод «Озек-Суат-Грозный» был спроектирован в расчете на зимние условия работы. При этом учитывалось, что нефть по прибытии на следующий пункт подогрева должна иметь температуру хотя бы на 5 °С больше, чем температура застывания, что обеспечивало запас надежности. Также были приняты резервы мощностей насосного оборудования, позволяющие в 1,2–1,3 раза увеличить давление в трубопроводе в случае образования пробок, при возобновлении перекачки после остановки и т. д.

Выбор проектной производительности нефтепровода был связан с перспективой значительного увеличения добычи нефти и относительно небольшим объемом перекачки в начальный период работы нефтепровода.

Впервые для обеспечения перекачки неполного суточного количества нефти в начальный период и дальнейшего нарастания производительности до проектной было решено сначала вести перекачку с перерывами (циклами), для чего на головной площадке нефтепровода, а также на промежуточных станциях были предусмотрены емкости накопления.

Расчеты скорости остывания нефти по мере следования ее по трубопроводу показали, что зимой при начальной температуре подогрева 60 °С и конечной 28 °С расстояние между пунктами подогрева должны составлять около 30 км, что и определило расстановку по трассе семи пунктов подогрева.

До 60-х годов трубопровод работал периодически, в месяц осуществлялось две перекачки продолжительностью 6–9 дней каждая. Среднесуточная

производительность трубопровода – 5400 т/сут. На время остановки (до 10 дней) озек-суатская нефть замещалась легкой незастывающей нефтью, температура которой к концу периода остановки понижалась до 8–9 °С (на 1–2 °С выше температуры грунта на глубине заложения оси трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии). Во время очередного пуска «голова» нефти проходила участок между станциями приблизительно за 7,5 часов и охлаждалась с 44–45 °С до 13–18 °С зимой. Прогрев трубы до относительно установившегося теплового состояния продолжался от 1 до 3 суток.

При проектировании второй нитки трубопровода «Озек-Суат-Грозный» в 1960 г., которым под руководством Яблонского В. С. в Уфимском нефтяном институте занимались Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. и Харламенко В. И., в результате изучения работы уже действующего трубопровода, а также проведенных серий экспериментов был сделан вывод о том, что циклическая перекачка является нежелательной для «горячих» трубопроводов.

Но, с другой стороны, постоянная работа трубопровода с годовой производительностью меньше проектной вызывает значительное увеличение эксплуатационных затрат, а также становится необходимым сооружение дополнительных подогревательных станций. В 1972 г. Гаррис Н. А. предложила методику расчета циклического режима эксплуатации «горячих» трубопроводов для уже эксплуатирующихся трубопроводов и для проектируемых трубопроводов с сооружением таких емкостей резервуарного парка, которые бы обеспечивали оптимальный циклический режим работы трубопровода, а также оценила целесообразность циклической эксплуатации с использованием имеющихся емкостей.

УДК 696.2

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫНОСА ЖИДКОСТНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

М. Е. Усольцев, А. А. Коршак

*Санкт-Петербургский государственный горный университет
им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Анализ статистических данных по качеству поставляемого на экспорт газа показывает, что имеют место случаи ухудшения качества газа контрактным требованиям по температуре точки росы по содержанию влаги и углеводородам. Показатели же качества осушки газопроводов после строительства и капремонтов нормативами не установлены, и в проектах строительства объектов не обосновываются.

Причинами повышения точки росы являются:

– недостаточно качественная подготовка газа на промыслах;

- неполное удаление воды после гидроиспытаний;
- попадание жидкости в полость трубопроводов при авариях;
- проведение комплексов работ по внутритрубной диагностике;
- накопление жидкости в трубопроводах, не имеющих камер запуска и приема очистных устройств;
- конструктивные особенности сооружений с наличием тупиковых участков и др.

Отдельно хотелось бы отметить, что более 7345,9 км газопроводов, эксплуатирующихся ОАО «Газпром», не оборудованы камерами приема и запуска очистных устройств. Таким образом, использование поршней-разделителей на данных участках невозможно. Вынос жидкостных скоплений из таких участков можно проводить путем создания высокоскоростных потоков газа.

Для изучения динамики изменения формы и размеров жидкостных скоплений, подтверждения теоретических основ их выноса из магистральных газопроводов, а также ввиду отсутствия возможности проведения полноценного производственного эксперимента была спроектирована и изготовлена экспериментальная установка, схема которой представлена на рисунке.

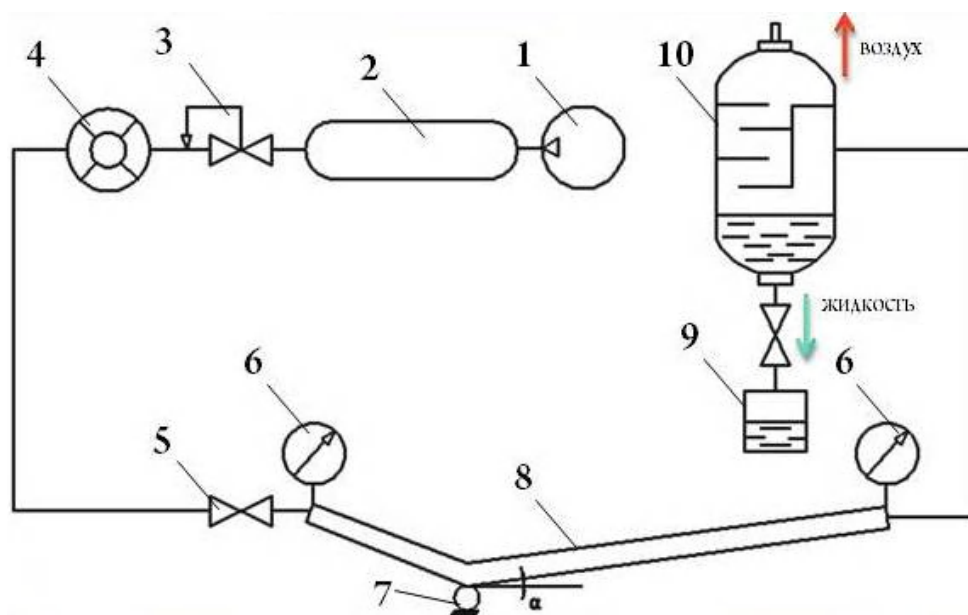


Рис. Принципиальная схема установки для исследования выноса жидкости из МГ:
 1 – компрессор; 2 – ресивер; 3 – регулятор потока; 4 – расходомер; 5 – кран;
 6 – манометр; 7 – шарнир; 8 – светопрозрачный участок трубы;
 9 – емкость для сбора жидкости; 10 – сепаратор

Экспериментальная установка представляет собой прозрачный участок трубопровода (8), изготавливаемый из труб марки «PLEXIGLAS RESIST». Данный материал характеризуется повышенной ударной вязкостью и стойкостью к разрушению, возможностью работы в жестких условиях. Для изменения и фиксации заданного угла отклонения восходящей части участка трубопровода

относительно горизонта используется шарнир (7). Для создания газового потока используется воздушный поршневой компрессор (1) с ресивером (2). Для регулирования и фиксации значений расхода газа в установку включены регулятор потока (3), совмещенный с ротаметром (4).

Эксперименты, проводимые в ходе данной работы, позволят выявить закономерность изменения формы и размеров скоплений от расхода газа, а также оптимизировать процесс осушки газопровода после проведения гидротестов или промывки.

УДК 622.691.4.:620.193/.197

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СИЛЫ ПРОТЕКАЮЩЕГО ПО ТРУБОПРОВОДУ ТОКА НА ПОТЕНЦИАЛ «ТРУБА-ЗЕМЛЯ»

А. В. Фуркин¹, М. В. Третьякова²

¹ДОО «Электрогаз», г. Москва, Российская Федерация

²Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта, Российская Федерация

В ряде случаев при проведении трассовых электроизмерений на трубопроводах отмечается нестабильность потенциала «труба-земля» во времени, что обычно связывают с наличием блуждающего тока. При этом протекающий по трубопроводу электрический ток между точками его натекания-стекания в значительной степени изменяет суммарный защитный потенциал трубы относительно грунта, но не связан с поляризацией металла трубы, токообменом между трубой и грунтом и, соответственно, не может являться критерием защиты от коррозии.

Таким образом, для таких участков трубопровода необходимо учитывать возможность изменения поляризации под действием теллурического источника блуждающего тока с целью оценки его действительного коррозионного состояния.

Для установления влияния протекающего по изолированному трубопроводу тока на его потенциал относительно грунта был проведен комплекс лабораторных исследований.

Испытания выполнялись на физической модели трубопровода, представляющей уменьшенную копию магистрального трубопровода диаметром 1220 мм (соотношение диаметров модели и трубопровода и глубин залегания – 1:50, соотношение площадей поперечного сечения стенки металла – 1:220).

Образец для испытания (модель трубопровода) представлял собой фрагмент цельнотянутой трубы наружным диаметром 25 мм с толщиной стенки 3 мм и длиной 3 м из стали 17Г1С.

Модель трубопровода покрывали наружным изоляционным покрытием – полимерной изоляционной лентой, толщиной 0,2 мм, нанесенной в два слоя. Измеренное после установки модели в грунт электрическое сопротивление «труба-земля» – более 10 МОм.

Дренажный кабель подключали к обоим концам труб посредством сварки. Места соединения тщательно электрически изолировались.

Имитатор участка трассы трубопроводов представлял собой емкость длиной 3 м, шириной 0,5 м и глубиной 0,3 м, заполненную тремя типами чередующихся грунтов: песком, торфом и глиной. Измеренные значения удельного электрического сопротивления грунта составили: песок – 315 Ом·м; торф – 440 Ом·м; глина – 320 Ом·м.

Вдоль имитатора трассы на глубину около 3 см закапывалась модель трубопровода.

Испытания проводились в два этапа. На первом этапе исследовалось влияние постоянного электрического тока на поляризационный потенциал трубопровода. В качестве источника тока применялся аккумулятор. На втором этапе на постоянный ток при помощи генератора накладывалась переменная синусоидальная составляющая.

В процессе измерения медно-сульфатный малогабаритный электрод сравнения устанавливали над моделью трубопровода последовательно в различных точках контроля, начиная с первой. Расположение точек измерения потенциала представлено на рисунке.

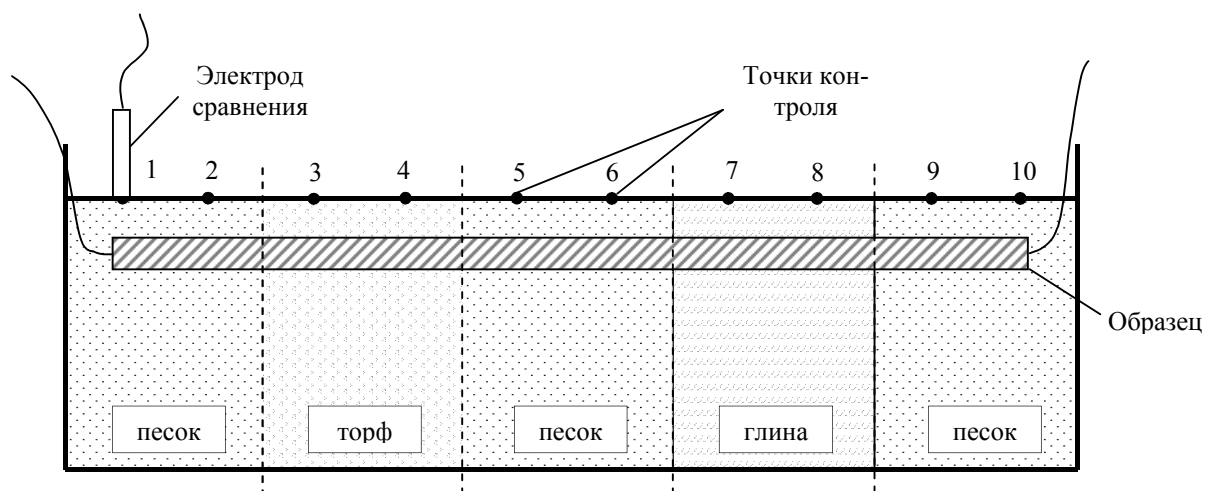


Рис. Схематическое расположение точек измерения поляризационного потенциала

Измерения повторялись для тока обратной полярности, изменяемой на клеммах аккумулятора, а также для различных величин силы тока, протекающего по трубе.

По результатам испытаний на принятой физической модели трубопровода получено следующее:

1. На первом этапе испытаний установлено, что не зависимо от типа грунта для всех десяти точек контроля принятой модели измеренный потенциал «труба-земля» удовлетворительно описывается линейной зависимостью вида

$$U_{m-z} = U_{cm} + kI,$$

где U_{cm} – стационарный потенциал трубопровода относительно м.с.э. в данной точке, В;

k – коэффициент, $k = 0,012$;

I – сила постоянного тока, протекаемого вдоль трубопровода.

2. На втором этапе испытаний получено, что низкочастотные колебания протекающего тока (менее 50 Гц) в значительной степени влияют на измеренный потенциал модели и усиливают действие постоянного тока. Для выбранной модели получена степенная функция между изменением потенциала и частотой электрического тока с коэффициентом достоверности аппроксимации более 0,95.

Воздействие тока и изменение потенциала модели трубопровода относительно грунта не связано с поляризацией металла, т. к., во-первых, выполненная изоляция модели не предполагает стекание электрического тока в грунт, о чем свидетельствует большое переходное сопротивление, во-вторых, наложенный потенциал мгновенно исчезал при отключении источника тока.

УДК 622.692.4:620.1

РАСТРЕСКИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИЕ СРЕДЫ

Р. А. Харисов, И. Ф. Кантемиров

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

Сероводородсодержащие среды могут вызывать одновременно: общую коррозию; локализованную (язвенную) коррозию; коррозионное (сульфидное) растрескивание [1–5].

Способность сталей к сероводородному растрескиванию обычно оценивают по кривым коррозионно-механической прочности в координатах «приложенное напряженное время до разрушения». При этом за критерий сопротивления коррозионному растрескиванию принимается максимальное начальное приложенное напряжение σ_{nop} («пороговое напряжение») к образцу, не вызывающее разрушения в течение определенного времени t_δ (базы испытания). Пороговое напряжение обычно меньше предела

текучести σ_m . В качестве среды для ускоренных испытаний рекомендуется насыщенный раствор H_2S с добавкой 5% $NaCl$ и 0,5% CH_3COOH (модельная среда NASE) [3].

За базу испытаний принимается 720 ч. При необходимости, полученные результаты при $\sigma > \sigma_{nop}$ аппроксимируют соответствующей функцией. Ниже предлагается подход, позволяющий расчетным путем устанавливать время до коррозионного растрескивания труб в зависимости от приложенных напряжений σ_p .

Бездефектный кристалл разрушается при напряжениях ($\sigma_{теор}$), намного превышающих прочность поликристаллов. Как известно, теоретическая прочность приблизительно равна: $\sigma_{теор} = 0,1 E$. Между тем, прочность поликристаллов составляет около 0,001–0,0 E, что на один-два порядка ниже величины $\sigma_{теор}$. Такое различие объясняется наличием в поликристаллическом металле дефектов (дислокации, поры и др.), возникающих в силу особенностей его кристаллизации и физической природы. Поликристалл представляет собой конгломерат различно ориентированных зерен с разными физико-механическими свойствами и размерами.

Границы зерен обладают специфическими свойствами, отличающимися от свойств зерен, и являются источниками образования микроскопических дефектов. Механические характеристики σ_m , σ_b , ψ и δ отражают осредненные показатели прочности и пластичности конкретного образца, по которым судят о качестве материала. При этом отпадает необходимость изучения сложных процессов взаимодействия структурных составляющих металла. Однако химические реакции на границе «поверхность металла – рабочая среда» должны определяться состоянием поверхности и, в частности, напряженным состоянием в области микроскопических дефектов. Состояние поверхности металла и наличие микроскопических дефектов, по видимому, обуславливает выраженную структурную чувствительность коррозионно-механических характеристик сталей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стеклов, О. И. Способность материалов и конструкций к коррозии под напряжением / О. И. Стеклов. – М. : Машиностроение, 1990. – 384 с.
2. Гутман, Э. М. Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа / Э. М. Гутман [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 75 с.
3. Standard Test Method Laboratory Testing of Metals for Resistance to Specific Forms of Environmental Cracking in H_2S Environments : NACE Standard TM0177-96. – 32 p.
4. Гафаров, Н. А. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений / Н. А. Гафаров, А. А. Гончаров, В. М. Кушнарченко. – М. : Недра, 1998. – 437 с.
5. Арчаков, Ю. И. Коррозионная стойкость оборудования химических производств / Ю. И. Арчаков [и др.]. – Ленинград : Химия, 1990. – 400 с.

НЕОБХОДИМОСТЬ КОНТРОЛЯ ПЛОТНОСТИ ТОКА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ – ФАКТОР НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В. И. Хижняков, А. В. Жилин

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Российская Федерация*

Опыт эксплуатации и результаты внутритрубной диагностики свидетельствуют о том, что более 94% коррозионных и стресс-коррозионных дефектов обнаруживаются на внешней катодно-защищаемой поверхности (КЗП), из них 31,7% – коррозионные язвы (рис. 1, а) и 68,3% – стресс-коррозионные трещины [1] (рис. 1, б).

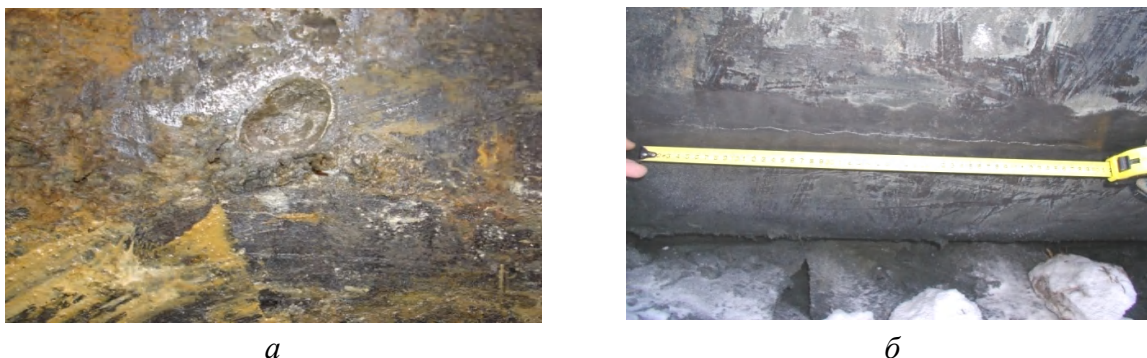


Рис. 1. Коррозионные дефекты на стенке трубопровода после 32-х лет эксплуатации:
а – коррозионные язвы; б – стресс-коррозионные трещины

Коррозионные дефекты на внешней КЗП трубопроводов образуются, когда плотность тока катодной защиты $j_{к.з.}$ не достигает плотности предельного тока по кислороду j_{O_2} ($j_{к.з.} < j_{O_2}$), или когда $j_{к.з.} = 0$. Стресс-коррозионные трещины на наружной КЗП образуются по воздействию катодного водорода, когда $j_{к.з.} > j_{O_2}$ (табл. 1). Представленная в таблице совокупность экспериментальных результатов свидетельствует о том, что, когда $j_{к.з.} = 0$, скорость коррозии образцов из трубной стали 17ГС в 0,5-процентном NaCl достигает $0,032 \pm 0,005$ мм/год. При $j_{к.з.} = j_{O_2}$ коррозионный процесс подавляется до значений, не превышающих $0,013 \pm 0,003$ мм/год при практически полном отсутствии выделения на КЗП катодного водорода.

Таблица

Зависимость остаточной скорости коррозии ($K_{ост}$) и объема выделившегося водорода (V_{H_2}) от соотношения между плотностью тока катодной защиты и плотностью предельного тока по кислороду: $j_{к.з.} / j_{O_2}$

$j_{к.з.} / j_{O_2}$	$K_{ост}$, мм / год	V_{H_2} , мл / см ²
0	$0,032 \pm 0,005$	0
0,3	$0,03 \pm 0,004$	0

Окончание таблицы

$j_{к.з.}/j_{O_2}$	$K_{ост}, \text{ мм / год}$	$V_{H_2}, \text{ мл / см}^2$
0,5	$0,022 \pm 0,005$	0
0,7	$0,017 \pm 0,003$	0
1,0	$0,013 \pm 0,003$	0
3,0	$0,01 \pm 0,003$	$1 \pm 0,5$
5,0	$0,007 \pm 0,002$	7 ± 1
7,0	$0,008 \pm 0,003$	9 ± 1
10,0	$0,006 \pm 0,003$	16 ± 2
20,0	$0,008 \pm 0,002$	33 ± 3
50,0	$0,007 \pm 0,003$	49 ± 5
100,0	$0,006 \pm 0,003$	58 ± 7

Заметное выделение водорода на КЗП начинается, когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 5...7 раз: $j_{к.з.} / j_{O_2} = 5..7$. Ток катодной защиты является сильнейшим восстановителем, и процесс диссоциативного захвата электронов молекулами воды на внешней КЗП аналогичен действию водорода, диссоциированного при давлении в тысячи атмосфер. В условиях постоянной во времени катодной перезащиты, когда $j_{к.з.} / j_{O_2} = 10..100$, твердофазная диффузия подповерхностных атомов водорода $H_{адс}$ приводит к адсорбционному понижению прочности сталей вблизи катоднозащищаемой поверхности (эффект Ребиндера). Трубная сталь вблизи КЗП, на глубине $\approx 0,15..0,3$ мм, под воздействием катодного водорода охрупчивается. Очаги стресс-коррозионного предразрушения практически повсеместно находятся вблизи КЗП, на глубине $\approx 0,15..0,3$ мм, там, где обнаруживается максимальная концентрация водорода. При одновременном воздействии катодной перезащиты и пульсирующего давления в трубопроводе на КЗП появляется сетка стресс-коррозионных трещин без видимых следов коррозии (рис. 1, б).

Рассмотренные факты указывают на необходимость при выборе потенциалов катодной защиты напряженно-деформированных подземных трубопроводов дополнительно определять величину безразмерного критерия $j_{к.з.}/j_{O_2}$. Дополнительные электрохимические измерения позволят исключить или свести к минимуму образование коррозионных дефектов, когда $j_{к.з.} < j_{O_2}$, и предотвратить образование стресс-коррозионных дефектов, когда $j_{к.з.} > 10j_{O_2}$. При $3 < j_{к.з.} / j_{O_2} < 7$ коррозионный процесс подавляется до значений $0,005...0,007$ мм/год при практическом отсутствии электролитического наводороживания стенки трубопровода, что дает основание рекомендовать этот критерий для практической реализации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мазур, И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванов. – М. : Елима, 2004. – 701 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРОЧНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А. В. Чигарев, М. В. Ручан, Т. В. Шукевич

*Белорусский национальный технический университет,
г. Минск, Республика Беларусь*

Для труб, работающих под внутренним давлением в сложном процессе усталости материалов, можно выделить несколько моделей усталостного накопления повреждений в поверхностном слое: микрорастрескивание без выкрашивания и образование микротрещин, микрошероховатость за счет коррозии. Данные процессы отрицательно сказываются на прочности трубопроводов, так как со временем микрорастрескивание и микрошероховатость образуют магистральные трещины.

В работе предлагается модель упрочнения трубы под действием внутреннего давления, что соответствует упрочнению трубопровода без вывода его из эксплуатации. Данная модель действительна на стадии, когда трещиноватость в поверхностном слое носит начальный характер.

Макроскопически степень поврежденности δ описывается функцией поврежденности, равной разнице объемов трещиноватого слоя и начального объема, деленная на начальный объем:

$$\Delta = \frac{V_1 - V_0}{V_0}.$$

Таким образом, залечивание трещиноватости будет соответствовать $V_1 \rightarrow V_0$, т. е. $\Delta \rightarrow 0$.

Упруго-пластическая модель микротрещины будет соответствовать модели Дагдейла-Панасюка-Леонова. В данной модели взаимодействие берегов трещин, отстоящих друг от друга, пренебрежительно мало, т. е. считают, что поверхность свободна от напряжений. В концевой области трещины находится узкая пластическая зона длиной a , где на расстоянии v интенсивно действуют силы атомного притяжения. Следовательно, проблема залечивания трещиноватости является проблемой сведения берегов трещины до расстояния $v_1 \leq v$.

Возможно два метода решения данной проблемы. Первый – это создание внешних стягивающих напряжений, однако на работающем трубопроводе это весьма дорогостоящее мероприятие. Второй метод – это создание внутренних усилий, обеспечивающих стягивание внешнего

слоя изнутри. Для создания поля остаточных напряжений воспользуемся тем, что поверхностный слой при некоторой нагрузке переходит в пластическое состояние. На практике в качестве внешней нагрузки реально использовать только внутреннее давление. Под действием внутреннего давления поле упругих напряжений достигает максимума на внутренней стороне трубы, здесь начинается пластическое течение. Однако за счет того, что внешний микротрещиноватый слой является концентратором напряжений, под ним образуется пластический слой, ширина которого определяется в соответствии с моделью Дагдейла-Мусхелишвили (полос пластичности).

Как известно, объем тела зависит от плотности распределения дислокаций, а его изменение вычисляется по формуле

$$\frac{V - V_0}{V_0} = -\frac{1}{K} \left(1 + \frac{\nu_1 + 2\nu_2 + 8\nu_3/3}{K} \right) \cdot W_d - \frac{\lambda + 2\mu + \nu_2 + 4\nu_3/3}{\mu K} \cdot W_S, \quad (1)$$

где W_d – энергия упругого всестороннего расширения;

W_S – энергия сдвига [1];

$$W_d = \frac{Kb^2}{8\pi^2(R^2 - r_0^2)} \cdot \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right)^2 \cdot \ln \frac{R}{r_0}; \quad (2)$$

$$W_S = \frac{\mu b^2}{6\pi^2(R^2 - r_0^2)} \cdot \frac{1 - \nu + \nu^2}{(1 - \nu)^2} \cdot \ln \frac{R}{r_0}. \quad (3)$$

Объемное расширение на единицу длины дислокации:

$$\delta_V = \pi(R^2 - r_0^2) \cdot \langle \theta \rangle; \quad (4)$$

$$\langle \theta \rangle = \frac{V - V_0}{V_0}.$$

Можно связать с энергией упругой деформации ω на единицу длины дислокации:

$$\delta_V = \frac{1}{3} \left(\frac{1 - \nu - 2\nu^2}{1 - \nu} \cdot \frac{1}{K} \left(\frac{dK}{dp} - 1 \right) + \frac{1 + \nu + \nu^2}{1 - \nu} \cdot \frac{2}{\mu} \left(\frac{d\mu}{dp} - \mu \right) \right) \cdot \omega. \quad (5)$$

Таким образом, дислокация создает положительное объемное расширение, т. е. уменьшает плотность материала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Теодосиу, К. Упругие модели дефектов в кристаллах / К. Теодосиу // Мир. – 1985. – С. 276–288.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

В. Н. Юшманов

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Российская Федерация

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) является основной причиной аварий и отказов на объектах магистрального трубопроводного транспорта газа. В разное время специалистами были выявлены ключевые факторы, приводящие к КРН. Практически все эти факторы классифицируются как ограниченно регулируемые, т. е. фактически нельзя управлять склонностью трубопровода к развитию КРН на отдельно взятом участке. Поэтому практический интерес представляет сопоставительный анализ результатов внутритрубной диагностики (ВТД) и результатов электроизмерений с целью выделения интервала потенциалов, характеризующихся низкой вероятностью развития КРН для последующего установления этих значений потенциалов на участках газопроводов, предрасположенных к КРН.

В качестве объекта исследования выбран участок магистрального газопровода (МГ) протяженностью 205 км. Диаметр труб – 1420 мм, изоляция выполнена из полимерных липких лент трассового нанесения. Срок эксплуатации газопровода на момент проведения ВТД – 20 лет.

Средний потенциал рассчитывали по формуле

$$\bar{U} = \frac{\sum_{T=T_0}^{T_k} U_T}{(T_k - T_0) + 1},$$

где U_T – потенциал на КИК, измеренный в год T , В;

T_0 и T_k – соответственно, начальный и конечный год измерений, год.

Так как было установлено, что дефекты КРН образуются преимущественно вблизи точек дренажа, а точно сопоставить привязки периодических измерений и данных ВТД не представляется возможным, анализ целесообразно проводить с применением результатов, полученных измерениями в точке дренажа станций защиты $\bar{\bar{U}}_д$.

Анализ выполняют по участкам, ограниченными соседними установками катодной защиты (УКЗ), при этом учитывают среднее значение потенциала в точках дренажа соседних станций защиты за рассматриваемый период измерений $\bar{\bar{U}}_д$.

Результаты анализа данных периодических измерений представлены на рисунке и были сделаны следующие выводы:

1. На анализируемом участке МГ по данным периодических электроизмерений установлено, что потенциалы положительнее минус 1,75 В в точке дренажа характеризуются низкой вероятностью образования дефектов КРН, - 1,75 ... - 2,3 В – средней, а отрицательнее - 2,3 В – высокой условной статистической вероятностью.

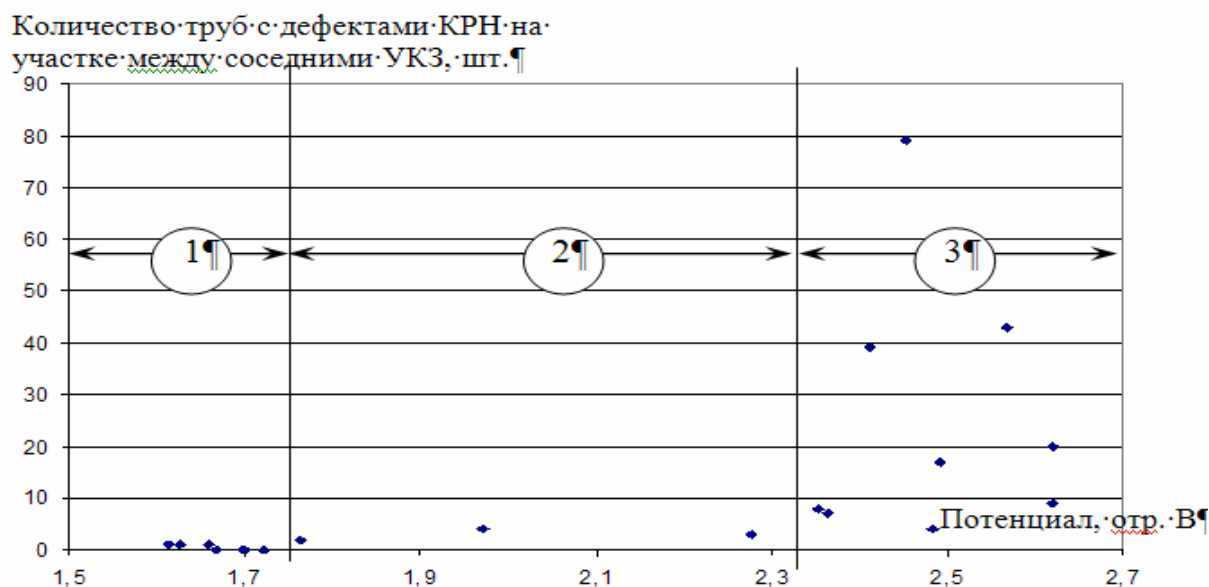


Рис. Зависимость количества дефектных труб на участке между УКЗ от среднего потенциала в точках дренажа этих УКЗ:

1 – область потенциалов с низким значением условной статистической вероятности (УСВ) образования дефектов КРН (количество дефектных труб – 1 и менее шт. на участке между УКЗ); 2 – область потенциалов со средним значением УСВ (количество дефектных труб 2–5); 3 – область потенциалов со средним значением УСВ (дефектных труб – более 5 шт.)

2. Большой разброс количества дефектов КРН на участке потенциалов с высоким значением УСВ (от 4 до 80) развития КРН (см. рис.) позволяет сделать важнейший вывод: при поляризации ниже минус 2,3 В процессы развития КРН могут протекать с различной скоростью, что обусловлено действием других факторов, однако при низкой поляризации количество дефектов минимально независимо от действия других факторов.

3. Установлена тенденция увеличения максимальной глубины повреждения КРН, выявленного по результатам ВТД между двух станций катодной защиты с возрастанием (по модулю) среднего значения потенциала в точках дренажа этих станций, что подтверждает вывод о влиянии катодной поляризации на развитие дефектов КРН.

**МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ
СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ,
ОТРАБОТАВШИХ ДЛИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ,
И ОСОБЕННОСТИ ИХ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ**

А. Н. Янушонок¹, А. С. Снарский²

¹*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

²*Белорусский национальный технический университет,
г. Минск, Республика Беларусь*

В настоящее время в Республике Беларусь эксплуатируется развитая сеть магистральных трубопроводов, построенных в 60–70-е гг. прошлого века. В процессе длительной эксплуатации в трубных сталях в результате физико-химических воздействий перекачиваемого продукта и воздействия внешней среды происходит изменение механических свойств металла труб и сварных соединений, а также изменение структурного состояния металла. Процессы старения и деградации материала проявляются, в первую очередь, в снижении сопротивляемости хрупкому разрушению. Наиболее заметно данный эффект проявляется в локальных, структурно-неоднородных областях, которыми и являются сварные соединения магистральных трубопроводов. Из-за значительного снижения уровня ударной вязкости увеличивается потенциальная возможность возникновения и роста трещин, а следовательно, возрастает вероятность аварийного разрушения.

Установлено, что восстановление механических и эксплуатационных свойств основного металла труб и металла сварных соединений возможно за счет проведения специальной термической обработки. В связи с этим на образцах, вырезанных из магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, проработавших длительное время, проведены экспериментальные исследования с целью определения оптимальных условий для восстановления эксплуатационных свойств кольцевых сварных соединений. Значения ударной вязкости металла, обработанного по предложенному режиму специальной термической обработки, возрастают приблизительно на 50%. При этом снижение значений предела прочности незначительно и может не учитываться в проведении прочностных расчетов. Опытно-промышленная апробация метода на натурном образце подтвердила его эффективность.

Также установлено, что изменения микроструктуры и механических характеристик металла как непосредственно самого сварного шва, так и зоны термического влияния, происходящие при восстановительной термической обработке, оказывают влияние и на повышение сопротивления сварного соединения коррозионным процессам. Исследования влияния термической обработки на коррозионную стойкость проводилось по упрощенному

ускоренному методу. Образцы основного металла, зоны термического влияния и непосредственно самого сварного шва полностью погружались в коррозионную среду – неэлектролит, находящуюся в открытом сосуде при комнатной температуре. Перемешивание коррозионной среды отсутствовало. В результате проведенных исследований выявлено, что термическая обработка на оптимальных режимах приводит к снижению скорости коррозии металла сварного соединения до 4%.

Предложен также неразрушающий способ контроля значений ударной вязкости – характеристики, наиболее объективно определяющей эффективность восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений трубопроводов. Определение значений производится расчетным методом по результатам измерения геометрических размеров отпечатков, полученных путем вдавливания в материал пирамидального индентора с квадратным основанием и углом между противоположными гранями 136° при фиксированной нагрузке (неразрушающим методом непосредственно на кольцевом сварном соединении за счет применения специальных переносных твердомеров для определения твердости по Виккерсу)[1]. В результате проведенных испытаний выявлено, что погрешность определения ударной вязкости предложенным способом (неразрушающим методом непосредственно на объекте без вырезки образцов) не превышает 15% по сравнению с базовыми значениями, определенными по ГОСТ 9454 [2] (классическим разрушающим методом при вырезке образцов на ударный изгиб). При этом расчетные значения оказались ниже значений, определенных разрушающим методом, что положительно влияет на надежность эксплуатации магистрального трубопровода при определении ударной вязкости кольцевого сварного соединения неразрушающим способом: получается своеобразный коэффициент запаса по ударной вязкости.

Работы по восстановительной термической обработке предлагается производить во время капитального ремонта трубопровода. Расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения разработанного метода производился на основании сравнения затрат на производство ремонтных работ сварного соединения методом вырезки катушки и затрат на восстановление свойств сварного соединения с помощью термической обработки. Нормативная стоимость работ определялась по составленному перечню необходимых работ и материальных ресурсов на основании сборников цен. Объем затрат определялся в базисных ценах 2006 года и пересчитывался в текущие цены. В зависимости от диаметра трубопровода и способа проведения работ по восстановительной термической обработке (собственными силами или силами подрядной организации) экономический эффект в ценах июля 2011 года может составить от 282 370 до 3 227 525 белорусских рублей на один восстановленный стык.

Таким образом, предлагаемый метод восстановления эксплуатационной надежности кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов, отработавших длительное время, путем проведения восстановительной термической обработки показывает потенциальную технико-экономическую эффективность своего применения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Способ определения ударной вязкости стальных изделий : заявка на пат. Респ. Беларусь / Ф. И. Пантелеенко, А. С. Снарский, А. В. Крыленко. – № а20050386; заявл. 04.14.05.
2. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах : ГОСТ 9454. – Введ. 01.01.79 – М. : Изд-во стандартов, 1979. – 15 с.

УДК 622.691

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПО ДЕГРАДАЦИИ МЕТАЛЛА ТРУБ

Г. О. Яровой¹, В. В. Воробьёв²

*¹ГНУ «Физико-технический институт НАН Беларуси»,
г. Минск, Республика Беларусь,*

²ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

Проблема оценки остаточного ресурса длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов (МН) становится все более актуальной по мере увеличения срока их службы. Из множества факторов, определяющих ресурс линейной части (ЛЧ) МН, следует выделить влияние всевозможных дефектов, а также общую и локальную деградацию физико-механических свойств металла труб. Деградация металла труб в наибольшей степени выражается в снижении его трещиностойкости, пластичности, а также в повышении температуры вязко-хрупкого перехода до уровня возможных рабочих температур, что способствует реализации хрупкого низкоэнергетического разрушения труб в штатном режиме эксплуатации при средних уровнях нагруженности стенки ниже фактического предела текучести металла [1].

При расчете остаточного ресурса ЛЧ МН по деградации характеристик механических свойств металла, приводящей к снижению несущей способности труб, основными параметрами технического состояния являются фактические значения механических свойств на момент проведения исследования и прогнозируемая интенсивность их деградации до исчерпания ресурса. В качестве отбраковочных значений механических характеристик принимаются их соответствующие минимально допустимые нормативные значения. При достижении деградирующими характеристиками минимально допустимых

нормативных значений дальнейшая эксплуатация МН возможна, но только при обоснованном и пропорциональном снижении максимально допустимого рабочего давления, обеспечивающем надежность и безопасность эксплуатации. Для анализа фактического и прогнозируемого состояния металла труб выбраны основные (базовые) характеристики механических свойств, отражающие его прочность, пластичность, предельную деформацию и динамическую трещиностойкость. При этом фактические значения характеристик механических свойств устанавливаются в результате проведения механических испытаний. Далее определяются значения параметров соответствующих кинетических уравнений, характеризующих процессы накопления повреждений и деградации, приводящих к зарождению новых и развитию уже имеющихся дефектов в металле труб. Деградация свойств металла труб ЛЧ МН является коррелированной функцией времени их эксплуатации. При этом ее интенсивность зависит от множества разных по своей природе факторов, таких как фактическая нагруженность, изначальное материальное и технологическое исполнение труб, окружающие грунтовые и температурные условия. Интенсивность деградации устанавливается путем регрессионного анализа экспериментального массива результатов механических испытаний, проведенных как для исходного состояния металла, так и для последующих состояний металла на различных сроках эксплуатации МН. Значения характеристик механических свойств в исходном состоянии получают в результате испытаний металла труб аварийного запаса, а также в результате испытаний уже эксплуатировавшегося металла, восстановленного термической обработкой до исходного состояния, с учетом влияния коэффициентов невозврата, зависящих от марки стали. Регрессионным анализом экспериментального массива для каждой базовой характеристики определяется эмпирическая линия регрессии вида $Y = A + B \cdot X$, в которой зависимая переменная Y является случайной нормально распределенной величиной, а значения независимой переменной X (аргумента) являются детерминированными величинами. При этом в качестве переменной X рассматривается фактор времени эксплуатации, а в качестве переменной Y – поочередно одна из базовых характеристик механических свойств. Оценка параметров уравнений эмпирических линий регрессии проводится по методу наименьших квадратов. В итоге полученные эмпирические линии регрессии и будут определять кинетические уравнения интенсивности деградации соответствующих характеристик механических свойств в течение всего периода эксплуатации металла труб ЛЧ МН. За расчетный остаточный ресурс ЛЧ МН с учетом интенсивности деградации характеристик механических свойств металла принимается наименьшее из рассчитанных значений остаточного ресурса для каждой отдельно взятой базовой характеристики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гумеров, А. Г. Трещиностойкость металла труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров, К. М. Ямалеев, Г. В. Журавлёв. – М. : Недра-Бизнесцентр, 1998. – 231 с.

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

УДК: 621.529

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОЙ, БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, ИМЕЮЩИХ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ИЗНОС ОБОРУДОВАНИЯ

А. И. Барановский

ОАО «Белтрансгаз», г. Минск, Республика Беларусь

ОАО «Белтрансгаз» эксплуатирует 13 компрессорных станций (КС) и 115 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в их составе суммарной мощностью 750 МВт, которые обеспечивают транспорт газа по магистральным газопроводам и его закачку в подземные хранилища.

Значительная часть компрессорных станций вводилась в эксплуатацию в период с 1975 по 1983 гг., и износ их оборудования в среднем составляет 90–95%. Это относится ко всем газоперекачивающим агрегатам с электроприводом СТД-4000 и к газотурбинным агрегатам типа ГПА-Ц-6,3.

Кроме физического износа, актуальной является проблема их морального износа, т. е. несоответствия требованиям, предъявляемым к современным газоперекачивающим агрегатам. Данные агрегаты имеют низкие показатели экономичности и эффективности, а также низкий уровень автоматизации.

Обеспечение надежной, безопасной и эффективной работы оборудования и коммуникаций КС, имеющих большие сроки службы (30 и более лет), является одной из приоритетных задач производственных служб нашего предприятия.

Комплексный подход к решению данной задачи предполагает реализацию следующих мероприятий:

- диагностика технологического оборудования и технологических коммуникаций современными методами с целью продления срока службы и ресурса;

- выполнение капитальных ремонтов оборудования с целью обеспечения его работоспособности и поддержания его рабочих параметров на уровне номинальных значений;

- модернизация оборудования с целью повышения его эксплуатационных свойств: экономичности, эффективности, долговечности;

- реконструкция объектов, которые выработали назначенный срок службы или ресурс, с установкой нового современного оборудования;

- внедрение нового энергосберегающего оборудования с низким сроком окупаемости.

- Указанная последовательность позволяет:
- оптимизировать капитальные затраты;
 - обеспечить работоспособность КС без снижения уровня надежности и безопасности;
 - сократить эксплуатационные издержки предприятия за счет повышения экономичности и эффективности вновь установленного оборудования;
 - сократить срок окупаемости инвестиций.

УДК 622.691.4.052.012.002.51

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПУТИ РАЗВИТИЯ СУХИХ ГАЗОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ

В. А. Бикбов, Д. А. Годовский

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

В настоящий момент в ОАО «Газпром» введена программа энергосбережения, одной из задач которой является снижение потерь природного газа в нагнетателях. Для решения поставленной задачи в ОАО «Газпром» реализуется программа модернизации нагнетателей природного газа, одним из пунктов которой является замена масляных торцевых уплотнений на сухие газовые.

На данном этапе развития сухих газовых уплотнений можно выделить 4 направления:

- 1) уплотнения термоупругогазодинамического действия;
- 2) уплотнения с использованием динамического эффекта (собственно сухие газодинамические уплотнения);
- 3) уплотнения с использованием статического эффекта (сухие газостатические уплотнения);
- 4) комбинированные уплотнения (уплотнения с совместным действием динамического и статического эффектов).

Несмотря на то, что в уплотнениях используются различные способы обеспечения герметичности, каждое из этих направлений имеет определенные недостатки.

В уплотнениях первого типа, использующих термоупругогазодинамический эффект, основными недостатками являются:

- наличие износа между контактными кольцами на пусковых и остановочных режимах агрегата;
- расчет упругой деформации и динамического эффекта для уплотнений, работающих на высоких оборотах, является сложной математической моделью.

В сухих газодинамических уплотнениях главным недостатком является наличие износа между контактными кольцами на пусковых и остановочных режимах агрегата.

В газовых уплотнениях со статическим эффектом решена проблема износа между контактными кольцами на пусковых и остановочных режимах агрегата, но за счет этого увеличился расход запирающего газа по сравнению с сухими газодинамическими уплотнениями.

Комбинированные уплотнения позволяют избежать износа между контактными кольцами на пусковых и остановочных режимах агрегата, но ведут к увеличению расхода запирающего газа по сравнению с газодинамическими уплотнениями.

Проведенный анализ уплотнений с разными способами герметизации выявил перспективы развития комбинированных газовых уплотнений, в частности, необходима оптимизация работы статической составляющей данных уплотнений.

УДК 624.953(083.74)

О РАЗМЫВЕ И ПЕРЕМЕШИВАНИИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗАГЛУБЛЕННЫХ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

А. М. Бордовский, В. Д. Яковец

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

В процессе эксплуатации резервуаров с нефтью в их донной части скапливаются механические частицы и углеводородные соединения: парафины, битумы и асфальтены. Количество донных отложений при многолетней эксплуатации резервуара может достигать до 10% от его объема, что снижает полезную вместимость резервуара и приводит к коррозионному разрушению днища.

Существуют варианты очистки резервуаров:

1) проведение работ по очистке резервуара, когда со временем осадок уплотняется и трудно поддается размыву;

2) добавление различных веществ улучшающих отделение осадка от стенок, днища и внутренних конструкций резервуаров;

3) принятие мер по предотвращению накопления осадка с помощью:

– электромеханических мешалок;

– веерных сопел;

– струйных гидравлических смесителей;

Сопла веерного типа представляют собой кольцевую щель и радиально эксцентрично расположенные направляющие, установленные в основании головки (создают веерную центробежную струю). Они размывают донные отложения локально на определенном радиусе, требуется определенная жесткость опуска.

При размыве донного осадка пригруженными соплами веерного типа нефть от внешнего насоса подается в патрубок под давлением и делится на два потока. Первый поток попадает в горизонтальное сопло. Под действием

направленной струи осадок срывается с днища резервуара. Второй поток попадает на лопатки горизонтального пропеллера. Вращаясь, лопасти пропеллера приводят локально в движение нефть, находящуюся в резервуаре. При внедрении данного способа размыв нефти происходит локально на определенном радиусе. Требуется определенная жесткость опуска и значительное в размерах монтажное окно в крыше резервуара.

Размыв струйными гидравлическими смесителями, например, через систему коллекторов и опусков труб (расстояние от конца опуска до дна резервуара составляет около 100–200 мм) неэффективен. Так как размыв донных отложений происходит в радиусе 1 м вокруг опуска, между соплами образуется мертвая зона, где они скапливаются.

В ОАО «Гомельтранснефть Дружба» разработана и апробирована система эффективного размыва донных отложений в заглубленных железобетонных резервуарах (РВЖ 10000) нефти за счет специальных форсунок.

Эффективность размыва и перемешивание донных отложений достигается специальными форсунками за счет циркуляции нефти. Форсунки установлены на опусках коллекторов, равномерно расположенных по окружности резервуара на расстоянии приблизительно $2/3$ от центра резервуара (для равномерной разбивки объема нефти в резервуаре). Они повернуты в горизонтальной плоскости на $15\text{--}30^\circ$ относительно касательной к боковой стенке резервуара и расположены на расстоянии 200 мм от дна резервуара. На выходе форсунки имеют две щели расположенных под углом 130° противоположно относительно друг друга. Для увеличения напора нефти из форсунки каналы сужаются под углом 15° к выходу сопла (щели). При подаче нефти под давлением на форсунки поток нефти разбивается на два потока, выходя противоположно из сопел (щелей), что создает круговое вращение нефти в ту и другую сторону.

В докладе представлены сведения о системе размыва нефти, не требующей значительных капиталовложений и усложнения конструкции существующих заглубленных железобетонных резервуаров.

УДК 622.692.4.052.012

О ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ГТУ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Э. Р. Валетдинова, Д. А. Годовский

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

На сегодняшний день на компрессорных станциях магистральных газопроводов ОАО «Газпром» эксплуатируются примерно 700 компрессорных цехов, где установлено свыше 4000 газоперекачивающих агрегатов, основ-

ным видом привода которых являются газотурбинные установки (ГТУ) [1]. Одна из основных проблем, возникающих при эксплуатации, – обеспечение надежности и долговечности наиболее ответственных узлов агрегата – лопаточного аппарата. Для решения данной проблемы в соответствии с отраслевой концепцией и программой развития газотранспортной системы необходимо обеспечить надежность транспорта газа и повысить его промышленную и экологическую безопасность [2].

Лопатки ГТУ – самые массовые и нетехнологичные детали газотурбинного двигателя. Диагностирование дефектов рабочих лопаток турбомашин в процессе их работы является сложной инженерной задачей, от эффективности решения которой зависит долговечность и безопасность эксплуатации турбоагрегатов. Решению этой задачи посвящено большое количество исследований во всем мире, тем не менее, надежных методов диагностирования очень мало [3].

Суммарная трудоемкость изготовления лопаток составляет почти 40% от общей трудоемкости двигателя, причем на окончательную ручную доработку пера лопатки затрачивается более 20% общей трудоемкости. Капиталоемкость (стоимость одного килограмма изделия) авиационного газотурбинного двигателя варьируется от 1000 до 5000 долл. Для сравнения стоимость одного килограмма дорогого автомобиля – 150 долл., одного килограмма самолета от 500 до 600 долл. [4].

По данным ДОО «Центрэнергогаз», доля заменяемых лопаток в ходе ремонтно-технического обслуживания ГПА ежегодно составляет более 10%. Общее количество рабочих лопаток турбин, работающих в составе стационарных ГТУ предприятий ОАО «Газпром», составляет около 205 тыс. ед. При этом средняя годовая потребность в лопатках турбин, заменяемых в ходе ремонтно-технического обслуживания, достигает 28 тыс. ед. Стоимость лопаток в общем объеме ежегодных поставок запасных частей для ГПА составляет примерно третью часть [2]. Поломка же лопатки, например, первой ступени компрессора, практически полностью выводит двигатель из строя, и на его восстановление в лучшем случае требуются значительные материальные и временные затраты [5].

Недаром производство турбинных и компрессорных лопаток традиционно считается показателем технологической и индустриальной состоятельности любой страны [6].

В настоящее время традиционные методы диагностики фиксируют только существующие дефекты лопаток и не позволяют определить степень деградации материала, что актуально для оценки остаточного ресурса лопаток при эксплуатации. Поэтому на основе анализа существующих методов диагностики и по результатам проводимых исследований планируется разрабатывать методику комплексной диагностики с учетом деградации материала лопаток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Смыслова, М. К. Оценка состояния лопаточного аппарата газовых турбин ГТК-10И / М. К. Смыслова, А. В. Новиков, Д. А. Годовский // Компрессорная техника и пневматика. – 2007. – № 1. – С. 16–19.
2. Жданов, С. Организация и экономическая эффективность ремонта рабочих лопаток турбин стационарных ГПА / С. Жданов [и др.] // Газотурбинные технологии. – 2001. – № 4.
3. Сайт по вопросам вибродиагностики различного оборудования [Электронный ресурс]. – Нижний Новгород, 2008. – Режим доступа: http://www.vibration.ru/d_turbo/d_turbomashin.shtml.
4. Изготовление лопаток авиационных двигателей. Теория и практика // Обз. инф. Металлообработка и станкостроение. – 2010. – № 9. – С. 12–23.
5. Усошин, В. А. Основные результаты обследований технического состояния ГТУ типа ГТК-10-4 с наработкой свыше 100 тыс. часов на КС ООО «Тюментрансгаз» в 2002–2003 гг. / В. А. Усошин [и др.] // Диагностика-2004 : материалы 14-й Международ. деловой встречи / ИРЦ Газпром. – М., 2004. – Т. 3. – С. 102–111.
6. Изготовление лопаток авиационных двигателей. Теория и практика // Обз. инф. Металлообработка и станкостроение. – 2010. – № 9. – С. 12–23.

УДК 621.91.521.62-19

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА УПЛОТНЕНИЙ ВАЛОВ НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

М. В. Голуб, В. М. Голуб

*УО «Брестский государственный технический университет»,
г. Брест, Республика Беларусь*

Эксплуатация нефтяных центробежных насосов характеризуется значительным повышением срока службы уплотнений. Однако в общей доле остановок насосного оборудования, остановки по причине разгерметизации валов остаются преобладающими. Важным моментом повышения надежности уплотнений является техническая диагностика, позволяющая выявить своевременно отклонения основных технических показателей от нормативных. Такими показателями для уплотнений могут быть допустимые нормы утечки, температурный режим и др. Определяющим показателем надежности является гидравлическая плотность уплотнений. Принцип герметизации таких уплотнений основан на создании гидравлического сопротивления течению жидкости в торцовом щелевом зазоре контактного пояса колец пары трения, сокращающего до минимума (практически до нуля) протечку уплотняемой среды.

Предъявляемые к уплотнениям валов гидромашин требования в связи с совершенствованием технологических процессов перекачки все время

повышаются. Требуется обеспечить надежную и длительную работу гидромашин при высоких напорах на заданных частотах вращения вала с учетом агрессивности и абразивосодержания уплотняемой среды. На надежность уплотнений при эксплуатации оказывают влияние различные факторы: конструктивное исполнение, качество изготовления деталей и сборки, режимы работы, рабочая среда, наличие диагностических средств, квалификация обслуживающего персонала и др. Обеспечение надежности уплотнений связано с технической диагностикой, которая позволяет выявить неисправности и возможные отказы уплотнений на ранних стадиях.

Следует выделять тестовое и функциональное диагностирование. Методы тестового диагностирования используются для оценки технического состояния отдельных элементов уплотнения и соответствия техническим условиям. Такая проверка выходных параметров уплотнений (гидравлическая плотность при рабочих давлениях и частоте вращения вала, температурный режим, триботехнические характеристики) проводится для новых уплотнений и уплотнений после ремонта, на стендах и после монтажа на насосах перед их вводом в эксплуатацию.

Методика стендовых испытаний уплотнений включает опрессовку уплотнений на давление, превышающее по величине рабочее в два раза, в течение пяти минут. На стендах уплотнения испытывают в маслах или в рабочих средах. Уплотнение считается выдержавшим испытание, если давление на манометре остается без изменения в течение заданного интервала времени. Во время опрессовки уплотнений периодически вал проворачивают от руки. Динамические испытания (обкатка) проводятся при вращении вала с частотой, указанной в технических условиях. Испытания начинают при невысоких давлениях (0,1...0,5 МПа) уплотняемой среды. Время обкатки – от 30 минут до одного часа. В дальнейшем давление в испытательной головке стенда ступенчато повышают до рабочего (паспортного). Ведется оценка температурного режима уплотнения и утечки через него. Величина утечки уплотняемой среды не должна превышать указанную в технических условиях в течение двух часов обкатки.

При испытаниях уплотнений на стенде получены температурные кривые и кривая утечки. Температура на контакте пары трения первые 10 минут плавно повышается и стабилизируется на рабочем диапазоне температур 60...80 °С, а утечка за это время сокращается практически до нулевых значений.

При создании критических ситуаций (сокращение или отсутствие циркуляции уплотняемой среды в испытательной головке, повышение нагрузки на контакт) температура на контакте пары трения в начальный момент возрастает, а затем снижается. Объем утечки через контакт увеличивается, гидравлическая плотность уплотнения нарушается со снижением температуры. В случае разгерметизации аксиально-подвижного и неподвижного соединения в результате разрушения резиновых уплотнительных колец

температурный режим уплотнения не изменятся. Не оказывает влияния на температурный режим уплотнения поломка пружин, поводков и других деталей. Поэтому диагностика уплотнений по изменению температурного режима ненадежна. Определяющим диагностическим параметром рабочего состояния торцового уплотнения является величина утечки рабочей жидкости через уплотнение. Контроль по утечке жидкости осуществляет в системе аварийной защиты датчик-сигнализатор уровня утечки через уплотнение. При объеме утечки, превышаемом допускаемые значения, система защиты отключает гидромашину.

УДК 621.891.67-762

ТЕХНОЛОГИЯ УПРОЧНЕНИЯ КОЛЕЦ ПАР ТРЕНИЯ ТОРЦОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ НЕФТЯНЫХ НАСОСОВ

В. М. Голуб¹, С. Якушевич²

¹*УО «Брестский государственный технический университет»,
г. Брест, Республика Беларусь*

²*«SERGE», г. Белосток, Республика Польша*

Состояние рабочих поверхностей колец пар трения представляет собой один из главных показателей, определяющий эксплуатационные характеристики торцового уплотнения, т. к. отказ уплотнения обычно связан с износом и нарушением геометрии трущихся поверхностей, приводящих к потере герметичности уплотнения. Правильный выбор материалов колец и соответствующей технологии обработки рабочих поверхностей контактной пары трения обеспечивают надежную работу уплотнения на длительный период даже в условиях относительно плохой смазочной способности уплотняемой среды.

Торцовое уплотнение в процессе работы при больших скоростях скольжения воспринимает как статические, так и динамические нагрузки. Материалы колец пар трения должны поглощать и рассеивать тепловую энергию антифрикционного покрытия, без растрескивания и катастрофического изнашивания рабочих поверхностей, способную проявиться в результате многократных колебаний силового и теплового воздействий.

Одним из эффективных способов повышения долговечности торцового уплотнения является нанесение на поверхности контакта колец износостойкого композиционного слоя из тонкозернистых порошков карбида вольфрама, соединенных медьсодержащей матричной связкой, обладающей высокой теплопроводностью.

Важной проблемой является дальнейшее развитие работ по изысканию эффективных средств упрочнения поверхностных слоев и безызносному трению.

Технология изготовления колец пар трения с износостойким рабочим слоем включает следующие операции:

- выбор материала и получения заготовки контактных колец пары трения;
- приготовление шихты из тонкозернистых порошков карбидов металла;
- очистка заготовки и прессование шихты в торцовую канавку;
- приготовление матричного пропиточного сплава и его нанесение на напрессованный слой шихты;
- спекание и пропитка напрессованного слоя шихты в электропечи в защитной среде или под слоем флюса на установке ТВЧ;
- механическая обработка заготовки и получение контактного кольца.

При спекании и пропитке композиционного слоя заготовка нагревается до температуры плавления пропитки, поэтому в процессе охлаждения в сталях происходят определенные структурные изменения.

Появление опасных остаточных напряжений в композиционном слое кольца, основа которых выполнена из сталей мартенситного класса, устраняется не только путем подбора состава компонентов покрытия, что довольно сложно, но и путем предварительного нанесения на стенки и дно канавки стальной заготовки кольца пластичной металлической подложки. Для этих целей возможно применение меднения или металлизации поверхностей канавки сталью аустенитного класса с последующей зачисткой канавки под напрессовку шихты из твердосплавных порошков. Нанесение на поверхность мартенситных сталей износостойкого слоя через пластичную подложку не приводит к дефектам контактных колец.

Исследовалось распределение W, Cu, Ni, Co в плоскости, перпендикулярной контактной поверхности. Отмечаются наложения интерференционных максимумов различных фаз друг на друга, наблюдается изменение кристаллической структуры решеток WC и W₂C в результате обезуглероживания. Матричная связка образует твердый раствор никеля в меди с дисперсно-рассеянными частицами карбида вольфрама и кобальта. Отмечено образование сложных карбидов типа Θ – Co₂W₄C₃ и η – Co₃W₃C на границах зерен карбида вольфрама, а также на границе композиционного слоя и стальной основы кольца. Это указывает на подплавление и частичное скрепление твердого каркаса, состоящего из зерен карбида вольфрама. Полученные микрофотографии поверхности композиционного слоя показывают равномерность распределения в цементирующей связке по границам зерен вольфрама элементов кобальта, меди и никеля. На поверхности крупных зерен карбида вольфрама отмечаются тонко-рассеянные частички меди, чем обеспечиваются высокие антифрикционные характеристики нанесенного композиционного слоя на рабочие поверхности контактных колец. Проведенные стендовые и эксплуатационные испытания торцовых уплотнений с парами трения из композиционного материала показали их высокую надежность и долговечность.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ

А. А. Коршак, Т. В. Козлова

*Санкт-Петербургский государственный горный университет
им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Выбор оптимального режима работы компрессорной станции (КС) является залогом надежной и безопасной работы всей газотранспортной системы. При расчете режимов работы КС используются приведенные характеристики центробежных нагнетателей (ЦН), с помощью которых задача определения оптимального числа оборотов ротора ЦН при известном приведенном расходе газа Q_{np} и заданной степени сжатия нагнетателя ε решается методом последовательных приближений, что приводит к существенным ошибкам как за счет погрешности измерения, так и за счет вычислений.

В связи с этим для получения универсальных зависимостей, описывающих характеристики ЦН, предложено обрабатывать результаты стендовых испытаний ЦН в специальных асимптотических координатах [1,2]. На основе полученных зависимостей предложен метод определения областей рационального применения различных типов ЦН.

В качестве критериев оптимизации приняты ограничения по максимально допустимому давлению на выходе КС $[P_n]$ и мощность на муфте привода N_e .

Основываясь на полученных с помощью метода асимптотических координат зависимостях (1,2), записана система уравнений (3), при решении которой находится максимальная возможная производительность ЦН при условиях всасывания:

$$\varepsilon = A + B \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} + C \cdot \exp \left(\frac{D}{Q_{np}} \right) \cdot \left(E - F \left(\frac{n}{n_n} \right)_{np} \right); \quad (1)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{ПП} = G \cdot Q_{np}^3 + H \cdot Q_{np}^2 + J \cdot Q_{np} + K; \quad (2)$$

$$\begin{cases} Y1 = Y2; \\ Y1 = \frac{[P_n] + \Delta P_{наг}}{P_{вс}} - A - E \cdot C \cdot \exp \left(\frac{D}{Q_{np}} \right); \\ Y2 = (N_e - \Delta N_{мех})^{1/3} \cdot \left(B - F \cdot C \cdot \exp \left(\frac{D}{Q_{np}} \right) \right) \cdot \rho_{BC}^{-1/3} \times \\ \times \left[G \cdot Q_{np}^3 + H \cdot Q_{np}^2 + J \cdot Q_{np} + K \right]^{-1/3} \cdot \left(\frac{Z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}{Z_{ПП} \cdot R_{ПП} \cdot T_{ПП}} \right)^{-1/2}, \end{cases} \quad (3)$$

где $\left(\frac{n}{n_n}\right)_{пр}$ – приведенная относительная частота вращения;

A, B, C, D, E, F , – безразмерные коэффициенты, полученные в результате аппроксимации;

$\Delta P_{наг}$ – потери давления на нагнетании КС, МПа;

$P_{вс}$ – давление при условиях всасывания, МПа;

$\Delta N_{мех}$ – механические потери мощности, кВт;

$\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}}\right]_{ПР}$ – приведенная относительная внутренняя мощность, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{м}^3}{\text{кг}}$.

Таким образом, для каждого типа ЦН можно определить область рационального применения, которая будет с одной стороны ограничиваться условиями помпажа, а с другой – установленной мощностью привода и максимально допустимым давлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Байков, И. Р. Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа / И. Р. Байков, Т. Г. Жданова, Э. А. Гареев. – Уфа: УНИ, 1994. – 128 с.
2. Коршак А. А. Универсальные зависимости для центробежных нагнетателей природного газа, полученные методом асимптотических координат / А. А. Коршак, Т. В. Козлова // Трубопроводный транспорт 2009 : материалы 5-й междунар. учеб.-практ. конф. – 2009. – С. 219–220.

УДК 624.953(083.74)

МЕТОДЫ РАЗМЫВА И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ НЕФТЯНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Ю. Г. Кухто

ОАО «Полоцктранснефть Дружба», г. Новополоцк, Республика Беларусь

Нефтяные резервуары представляют собой ответственные инженерные сооружения специального назначения с повышенной пожарной опасностью и источниками возможного вредного воздействия на экологию. Поэтому обеспечению эксплуатационной надежности резервуаров уделяется особое внимание. Так, согласно требованиям ТКП 169-2009, резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию для определения их действительного технического состояния (не реже 1 раза в 8 лет для резервуаров, отработавших расчетный срок службы). В отдельных случаях допускается увеличение периодичности обследования не более чем на 30% (при техническом обосновании).

В процессе длительного периода эксплуатации, особенно в режиме хранения нефти, на дне резервуара скапливается до 15% от общего объема донных отложений, которые необходимо удалять, так как увеличивается опасность коррозионного повреждения днища, уменьшается полезная емкость резервуара, не обеспечивается максимальное удаление подтоварной воды, и как следствие – увеличение коррозии первого пояса стенки резервуара в этой зоне. Резервуар РВСПК-50 000 №11 на линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) «Полоцк» оборудован системой размыва осадка на базе пригруженных веерных кольцевых сопел типа СПВК-100М.

Данная система показала себя малоэффективной в работе, сложной в эксплуатации и не исключает образование донных отложений в резервуаре. За период с 1996 г. по 2010 г. в резервуаре накопилось значительное количество донных отложений, которые весьма неравномерно располагались по площади днища. Уровень осадка колебался в пределах от 0,4 м до 1,5 м, а объем – от 1300 м³ до 5000 м³ и более. Предварительные замеры производились по пяти замерным люкам, что явно недостаточно на площади более 3000 м².

При выводе резервуара из эксплуатации для обследования и последующего ремонта основной подготовительной операцией является зачистка резервуара от донных отложений; это трудоемкий, длительный и небезопасный процесс. По состоянию на данный момент для резервуаров такого типа существует весьма ограниченное количество технических решений по разжижению и удалению донных отложений:

- 1) размыв донных отложений струей воды под давлением с последующей откачкой в шламонакопитель (промежуточную емкость);
- 2) размыв нефтью (струей под давлением под слой донных отложений);
- 3) размыв-разжижение с помощью химических реагентов.

Зачистка в нашем случае производилась в три этапа с использованием вышеназванных технических решений в следующем порядке: 3, 2, 1, что существенно сократило время простоя резервуара и работы в нем чистильщиков. На весь комплекс работ было затрачено около четырех месяцев.

Исходя из опыта выполненных зачинок резервуаров на ЛПДС «Полоцк», следует отметить, что наиболее эффективным является метод с использованием химических реагентов Delam, растворимых в воде, которые добавляются в нефтешлам для повышения скорости очистки и предотвращения повторного образования осадка.

Перемешивание реагентов может осуществляться как с помощью мощных насосов и размывающих сопел, так и с помощью миксеров. Химические реагенты вступают в реакцию с донными отложениями с восстановлением нефти из парафина. Качество восстановленной нефти подтверждается заключением независимой лаборатории. Работа с реагентами безопасна для здоровья человека и окружающей среды, так как они являются невзрывоопасными, пожаробезопасными и нетоксичными химическими веществами.

В докладе представлены технология и методы удаления и предотвращения накопления донных отложений, используемых на ЛПДС «Полоцк».

ОЦЕНКА ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ ОТ ИСПАРЕНИЯ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ ТИПА РВС

Е. А. Любин

*Санкт-Петербургский государственный горный университет
им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

В результате проведения технико-экономической оценки области применения эжекторной системы улавливания легких фракций (рис.) и традиционных технических средств для сокращения потерь нефти от испарения из резервуаров типа РВС (дисков-отражателей, газовых обвязок, газоуравнительных систем и понтонов) на основе расчета величины Ка-критерия (отношения среднегодового экономического эффекта от применения рассматриваемого средства к годовому ущербу от потерь нефти в зависимости от коэффициента оборачиваемости и номинальной вместимости резервуаров в каждом конкретном случае) было показано, что при остаточном сроке службы резервуаров $t_c = 20$ лет и норме дисконта $E = 0,1$:

– на резервуарах РВС-2000 и РВС-3000 предпочтительна эжекторная система улавливания легких фракций (ЭУЛФ) при коэффициенте оборачиваемости $15 \leq n_c \leq 48$ 1/год;

– на резервуаре РВС-5000 и РВС-10000 ЭУЛФ находит применение при коэффициенте оборачиваемости $8 < n_c \leq 43$ 1/год;

– на резервуарах большой вместимости – РВС-20000 и РВС-50000 при малых коэффициентах оборачиваемости (менее, соответственно, 25 и 10 1/год) применение системы УЛФ наиболее выгодно, при бóльших же коэффициентах оборачиваемости для резервуаров большой вместимости вне конкуренции металлические понтоны, потому что затраты на электроэнергию для работы эжекторов слишком высоки.

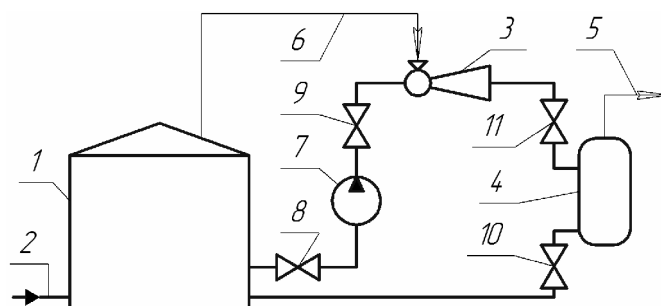


Рис. Принципиальная схема эжекторной системы УЛФ:

- 1 – резервуар с нефтью; 2 – нефтепровод; 3 – эжектор жидкостно-газовый;
4 – сепарационная емкость; 5 – линия сброса воздуха;
6 – линия подвода ПВС; 7 – насос; 8...11 – задвижки

Приведенные выводы об области применения различных средств сокращения потерь нефти из резервуаров необходимо рассматривать как оценочные, так как, во-первых, они были получены при ряде упрощающих 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.

УДК 621.4

ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ НАДЕЖНОСТЬ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

А. В. Митинов¹, В. Е. Котов¹, В. И. Сороговец¹, Т. Ю. Мишина²

¹*РНПУП «Институт нефти и химии»,*

г. Минск, Республика Беларусь

²*УО «Полоцкий государственный университет»,*

г. Новополоцк, Республика Беларусь

В Республике Беларусь основу резервуарного парка для хранения нефти составляют резервуары четырех предприятий:

– предприятий транспорта нефти «Дружба» в Гомеле и Новополоцке РВСПК – 50 000 м³ и 75 000 м³.

– нефтеперерабатывающих заводов в Новополоцке и Мозыре РВС – 20 000 м³.

Резервуары трубопроводных предприятий построены по американским стандартам API 650 методом листовой сборки, с плавающей крышей.

Резервуары нефтеперерабатывающих заводов – по советским проектам (ЦНИИПСК) из рулонных заготовок, со стационарной кровлей.

Материальное исполнение всех резервуаров практически одинаковое:

– нижние пояса – марганцовистокремниевые стали типа 09Г2С, 16ГС;

– верхние пояса, днище, кровля – углеродистая сталь типа ВСтЗсп.

Опыт обследования резервуаров (Новополоцкого промузла) выявил значительные преимущества в части эксплуатационной надежности резервуаров построенных по американским стандартам:

1. Фундамент «американских» резервуаров – грунтовое основание с бетонным кольцом – обеспечивает в условиях заболоченной местности (при должном качестве работ, выполненных польскими строителями) безупречное положение наружного контура и центральной части днища по результатам периодического нивелирования. Конструктивное исполнение основания и отстойки обеспечивает эффективное отведение дождевой и талой воды от резервуара, а также контроль возможных утечек через днище резервуара.

Расположенные рядом «советские» резервуары, установленные только на грунтовое основание без бетонного кольца, после 30–40 лет эксплуатации имеют неравномерную осадку наружного контура на глубину до 200 мм. Неравномерная осадка основания влечет за собой появление дополнительных напряжений в стенке и днище, деформацию стенки (вмятины) и днища (хлопуны). Скопление воды по наружному контуру резервуара приводит к коррозии стенки и окрайки.

Следует отметить, что при эксплуатации резервуара на стабильном грунтовом основании имеет место наиболее оптимальное напряженно-деформированное состояние нижнего уторного узла.

2. Полистовая сборка позволяет более точно выдержать геометрические параметры стенки резервуара. В отличие от рулонных резервуаров такие резервуары менее склонны к образованию в процессе эксплуатации дефектов формы стенки (выпучины, вмятины).

3. Плавающая крыша, кроме основного своего назначения – уменьшение потерь от испарения, имеет еще одно преимущество – отсутствие парового пространства и, как следствие, низкие скорости коррозии верхних поясов и самой плавающей крыши.

У резервуаров со стационарной кровлей в паровом пространстве идут интенсивные коррозионные процессы, вплоть до сквозной перфорации настила кровли и отбраковочных значений верхнего пояса и несущих конструкций кровли, как следствие – ремонт с заменой настила кровли, усилением или заменой несущих конструкций кровли и листов верхнего пояса.

4. Единственно, что роднит «советские» и «американские» резервуары – интенсивная язвенная коррозия внутренней поверхности стенки 1 пояса от воздействия насыщенной сернистыми соединениями подтоварной воды (глубина коррозионных язв может превышать 10 мм). Но и в этом случае резервуары, построенные согласно API 650, имеют преимущество – зачистной П-образный люк, который значительно облегчает мероприятия по очистке днища от подтоварной воды, загрязнений и ремонту резервуара.

Вместе с тем имеется положительный опыт антикоррозионной защиты днища и стенки в зоне подтоварной воды. В 1996 г. на ЛПДС «Полоцк» на днище и стенку на высоту 300 мм от утора резервуара РВС-50 000 м³ № 11 нанесено многослойное антикоррозионное покрытие на эпоксидной основе.

При обследовании резервуара в 2011 г. повреждения покрытия на днище и стенке резервуара не обнаружены. Следует отметить, что значительный вклад в эксплуатационную стойкость антикоррозионного покрытия, по нашему мнению, внесла стабильность основания резервуара, т. е. отсутствие деформаций днища, минимальные перемещения в уторном узле при наливе-сливе резервуара.

ULTRASONIC STRENGTHENING OF MUD PUMP'S WORKING SURFACE

Z. Odosiy, B. Shuliar

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Ukraine*

Up- to-day requirements to the capacity of drilling oil and gas boreholes put the high specifications to quality, durability and operational reliability to of machines in oil and gas industry. Among it drilling pumps take a particular place, as it ensures uninterrupted mud pumping in the hole during the drilling. Drilling pumps works under hard conditions as much as it has to pump over the fluids of wide range and various parameters. Having the data of proximity function density allocation of time reliable work to normal or logarithmic normal allocation is typical in case failure of machines and its mechanisms happened as a result of wear of parts and fatigue. For machine parts is typical to work in sign-variable load, significant place take effects of fatigue, wearing, corrosion, ageing, corruption. In connection with it a number of details and units distinguished in separate groups of replaceable parts. In solution of increasing durability of rod observing two directions: assistance of constructional methods or technological way.

For researches was chosen steel 40 (Chr), its physical and chemical characteristics are particularly suit economic and running requirements for mud pump's rod. Besides such choice was conditioned, this material is used in manufacturing rods on DMP.

Samples were antecedent heated to $T = 850\text{ }^{\circ}\text{C}$ with hardening in oil, then low tempering at $t = 180\text{ }^{\circ}\text{C}$ and high tempering $t = 560\text{ }^{\circ}\text{C}$ during 2 hours and normalization. Heating for hardening was realized in quenching bath (72% $\text{BaCl}_2 + 28\%$ NaCl in mass ratio). Before samples having been put in the bath, it was heated in kiln during 2 hours. Cassettes with samples were put in bath for 20–30 minutes.

After hardening and tempering samples were washed in boiling water for one hour, after were air-cooled to room temperature. It allowed to provide satisfactory hardenability and remove sample's hogging. Hardness of steel 40 (Chr) with high tempering was 30HRC and for low tempering 50 HRC.

Tests of heating and low temperatures on stability characteristics of the detail's surface layer after researched finishing were realized with application of additional heat treatment with its tempering under $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ and in liquid nitrogen under $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ for 2 hours.

Time of the aging in the desiccator was counting from the moment of reaching given temperature after loading samples. Cold working was made in the Dyuar vessels filled with liquid nitrogen. Loading of samples in the desiccator was made after the strengthening.

Sample's grinding after heat treatment for receiving measures was made on the automatic cylindrical grinding machine 3B12 with grindstone ЭВ25СМ1К with high cooling of water emulsion for the next working conditions: speed of grindstone spinning $V_{кр} = 39,5$ m/c, speed of detail's spinning $V_{\partial} = 31$ m/c, longitudinal feed $S_{нд} = 0,2$ m/c, cross-feed $S_{нд} = 0,006$ mm/c.

Tempering of white layer caused increasing of steel resistance to corrosion cracking [1]. So tempered white layer received after mechanical and ultrasonic finishing of steel 40 (Chr), increasing resistance to corrosion cracking compare with white layer without additional heat treatment on 5% [2]. In our case increasing reached 19% in comparison with white layer without additional heat treatment, what is explained of emission fine-dyspersated carbides in the process of prolonged tempering.

REFERENCES

1. Руденко, П. А. Отделочные операции в машиностроении : справ. / П. А. Руденко, М. Н. Шуба, В. А. Огнivec. – Киев : Техника, 1985. – 136 с.
2. Herring, C. Diffuzinal viscosity of a polycrystalline solid / C. Herring // J. Appl. Phys. – 1950. – 21. – № 4. – P. 437–471.

УДК 622. 242

ВЛИЯНИЕ ИЗНОСА НАПРАВЛЯЮЩИХ КРЕЙЦКОПФА ПОРШНЕВОГО НАСОСА НА ЕГО КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

В. В. Остапович

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

Поршневые насосы нашли широкое применение в роторном и турбинном бурении нефтяных и газовых скважин, в системах поддержания пластового давления при добыче нефти, а также в нефтепереработке в связи с тем, что насосы других типов оказываются непригодными вследствие интенсивного износа деталей гидравлической части. Особенно повышенные требования предъявляются к надежности насосной установки при бурении скважин, поэтому используют два насоса, один из которых является резервным, так как технологический процесс бурения является непрерывным.

В работе [1] уделялось большое внимание повышению долговечности деталей гидравлической части поршневых насосов: втулок, поршней, штоков, уплотнений штоков, клапанов, которые подвергаются различным видам изнашивания и являются сменными деталями без учета износа деталей механической приводной части. Наши обследования насосов показали, что износ деталей

возвратно-поступательной пары кривокопф (ползун) – направляющие приводит к существенному снижению срока службы деталей гидравлической части.

Приводом поршневых насосов является кривошипно-ползунный механизм с одной степенью свободы (рис.).

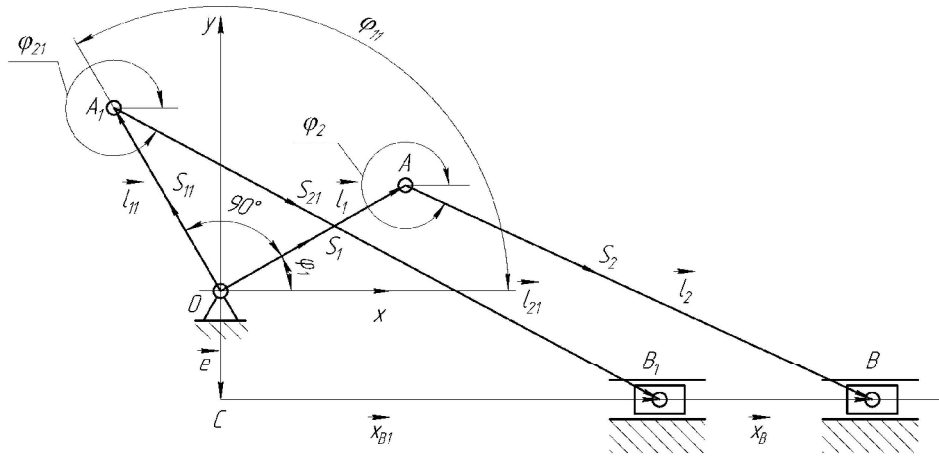


Рис. Расчетная схема

Для исследования влияния смещения ползуна двухцилиндрового насоса двойного действия (кривошипы смещены на угол $\pi/2$) на кинематические параметры были составлены уравнения замкнутых векторных контуров $OABCO$ и $OA_1B_1C_1O$. Для упрощения изложения материала приведены формулы для одного контура:

$$x_B = l_1 \cos \varphi_1 + \sqrt{l_2^2 - (l_1 \sin \varphi_1 + e)^2}, \quad (1)$$

где l_1, l_2 – длина кривошипа и шатуна соответственно;

φ_1 – угол поворота кривошипа;

e – смещение оси ползуна вследствие износа.

В результате решения уравнения (1) получены зависимости изменения скорости и ускорения от величины износа, соответственно:

$$x'_B = l_1 (\operatorname{tg} \varphi_2 \cos \varphi_1 - \sin \varphi_1); \quad y'_B = 0, \quad (2)$$

где $\varphi_2 = \arcsin\left(\frac{-l_1 \sin \varphi_1 - e}{l_2}\right)$ – угол поворота шатуна;

x'_B, y'_B – проекции аналогов скорости ползуна;

$$x''_B = l_1 \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos^2 \varphi_2} \varphi_2' - \operatorname{tg} \varphi_2 \sin \varphi_1 - \cos \varphi_1 \right); \quad y''_B = 0, \quad (3)$$

где x''_B, y''_B – проекции аналогов ускорения ползуна;

$\varphi_2' = -\frac{l_1 \cos \varphi_1}{l_2 \cos \varphi_2}$ – аналог угловой скорости шатуна.

При помощи полученных зависимостей были рассчитаны численные значения скорости и ускорения, а также построены графики для реальных геометрических размеров деталей насоса УНБ–600, наведенных в [2].

Таким образом, рассчитанные значения скорости и ускорения ползуна следует использовать при проведении лабораторных испытаний материалов на изнашивание для деталей насоса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Литвинов, В. М. Повышение надежности нефтепромысловых насосов / В. М. Литвинов. – М. : Недра, 1978. – 191 с. – (Надежность и качество).
2. Зыков, В. Г. Насос буровой УНБ–600: каталог запасных частей к нефтяному оборудованию / В. Г. Зыков [и др.]. – М. : Недра, 1989. – 31 с.

УДК 622.692.4

УРАВНЕНИЯ ДИНАМИКИ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

С. В. Самоленков, О. В. Кабанов

*Санкт-Петербургский государственный горный университет
им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Одним из наиболее эффективных способов регулирования режимов работы магистральных нефтепроводов является частотное регулирование скорости вращения электродвигателей магистральных насосов.

Применение плавного регулирования частоты вращения роторов насосов на НПС магистральных нефтепроводов облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом повышается качество переходных процессов при запуске и остановке насосных агрегатов.

В работе представлена математическая модель запуска и остановки центробежного насоса, работающего в составе нефтеперекачивающей станции и снабженного частотно-регулируемым приводом.

Рассмотрены вопросы пуска и остановки при работе на закрытую и открытую задвижку.

При составлении математического описания использованы напорная характеристика магистрального насоса при изменении скорости вращения

вала ротора $H = \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2 f\left(Q \frac{\omega_0}{\omega}\right)$ и характеристика его КПД $\eta = f\left(Q \frac{\omega_0}{\omega}\right)$

Получена зависимость момента вращения вала насоса $M = f(Q, \omega)$:

$$M = \rho g \frac{A_0 \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^2 + A_1 \frac{\omega}{\omega_0} Q + A_2 Q^2}{\omega_0 \left(c_0 + c_1 Q \frac{\omega_0}{\omega} + c_2 \left(Q \frac{\omega_0}{\omega} \right)^2 \right)}, \quad (1)$$

где A_0, A_1, A_2 – постоянные коэффициенты, величина которых зависит от типа, количества и схемы включения магистральных насосов;

c_0, c_1, c_2 – постоянные коэффициенты для зависимости $\eta = f\left(Q \frac{\omega_0}{\omega}\right)$;

ρ – плотность перекачиваемой нефти; Q – расход нефти в нефтепроводе;

ω_0 – номинальная частота вращения ротора насоса;

ω – частота вращения ротора насоса.

При пуске магистральных насосных агрегатов на закрытую задвижку ($Q = 0$) выражение (1) упрощается:

$$M = \frac{\rho g A_0}{c_0 \omega_0} \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^2.$$

Составленная математическая модель включает:

- уравнение динамической характеристики синхронного двигателя при асинхронном пуске, учитывающее влияние электромеханических процессов в обмотках [1];
- уравнение вращения ротора насоса;
- уравнение неразрывности потока;
- уравнение преобразователя частоты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чиликин, М. Г. Теория автоматизированного электропривода / М. Г. Чиликин, В. И. Ключев, А. С. Сандлер. – М. : Энергия, 1979.

УДК 621.642.2

КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Л. М. Спиридёнок

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Наиболее используемыми конструктивными элементами инженерно-технологического комплекса, обеспечивающего функционирование нефтяного сегмента топливного энергетического комплекса (ТЭК), являются

трубопроводы (магистральные, промысловые и технологические) и резервуары. Именно эти конструктивные элементы взаимодействуют со всей массой жидких углеводородных носителей (ЖУЭ), находящейся в обороте на территории страны.

Несмотря на большое разнообразие технологических процессов, используемых на всех этапах технологического передела нефти и последующей цепи операций с нефтепродуктами, в которых осуществляются широкий спектр самых разных физических и химических процессов, каждому из них неизменно присущ такой этап, как хранение ЖУЭ.

Для хранения ЖУЭ используются резервуары, которые в основном изготавливаются из листовой стали и выполняются в наземном и подземном исполнении. Практически любой объем ЖУЭ в течение своего цикла от момента его выхода из нефтяной скважины до момента его использования у потребителя неоднократно находится в резервуарах. Из этого факта следует, что нагрузка на резервуарный парк, имеющийся в стране, намного (в разы) превышает объем годового оборота ЖУЭ и нагрузку, которая приходится на трубопроводы.

Резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов, несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении и эксплуатации.

Как показывает практика, аварии резервуаров в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, загрязнением местности и даже гибелью людей.

При авариях на резервуарах, помимо аварийного разлива нефти, что влечет за собой соответствующие экологические последствия, могут происходить частичное или даже полное разрушение резервуаров, что приводит прекращению функционирования этого объекта на длительный период и создает потребность в проведении большого объема восстановительных работ или даже в сооружении новых резервуаров. Это обуславливает серьезные последствия аварий в экономической сфере, а пожары и взрывы, которые могут сопровождать аварии на резервуарах, могут привести также к поражению персонала, что создает последствия в социальной сфере.

Разрушения резервуаров возникают часто не при первичном гидравлическом испытании, а после нескольких лет эксплуатации. Наибольшее число аварий происходит первые 5 лет эксплуатации и после нормативного срока службы.

Поэтому вопрос надежности резервуаров является объектом постоянного внимания органов Государственного надзора в части промышленной, пожарной и экологической безопасности.

Таким образом, налицо противоречие, которое состоит в том, что, с одной стороны, наличие резервуаров, являющихся одним из основных и безальтернативных элементов инженерно-технологического комплекса

нефтяного сектора ТЭК страны, является безусловным условием его функционирования, а с другой стороны, наличие резервуаров создает серьезные угрозы в экономической, социальной и экологической сферах, возникающие при авариях на резервуарах. Это противоречие между высокой востребованностью резервуаров и их высокой опасностью создает проблему, которая по масштабу вовлеченных в нее хозяйственных субъектов, социальных структур и природных объектов, а также по тяжести ее проявления в экономической, социальной и экологической сферах и величине отвлекаемых ресурсов является крупной научной и народно-хозяйственной проблемой.

В 2008–2009 гг. ОАО «Нефтезаводмонтаж» совместно с кафедрой трубопроводного транспорта Полоцкого государственного университета разработали технический кодекс установившейся практики (ТКП) «Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства».

Однако разработка нормативно правового акта является первым шагом для разработки системы комплексной безопасности стальных резервуаров.

УДК 621.822.5

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ГАЗОКОМПРЕССОРОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В ТРУЩИХСЯ ПАРАХ ПОКРЫТИЯ ИЗ ДИФФУЗИОННО-ЛЕГИРОВАННОЙ ЧУГУННОЙ СТРУЖКИ

В. А. Фруцкий, А. Г. Кульбей

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Интенсивная работа газокompрессоров типа 10ГК, 10ГТК в сезон закачки газа в подземное хранилище приводит к усиленному износу трущихся элементов на шейках коленвала, ремонт которых требует вывода газокompрессора из эксплуатации. Увеличение долговечности эксплуатации возможно при использовании в подшипниках скольжения газокompрессора нового антифрикционного материала, который по своим характеристикам превосходил бы свойства традиционных антифрикционных бронз.

При выборе материала для вкладышей подшипника скольжения исходили из минимизации затрат на материал. Таким материалом, в сущности, является серый чугун. В чистом виде этот материал невозможно использовать вследствие низких технико-механических свойств. Однако при его экономном легировании с учетом условий эксплуатации, полученный материал может оказать конкуренцию применяемым подшипникам на основе меди.

За основу нового антифрикционного материала были приняты отходы серого чугуна, в избытке имеющиеся на предприятиях республики. Для получения необходимых технологических, эксплуатационных и технико-эксплуатационных свойств был произведен выбор легирующих элементов. Из гаммы элементов были выбраны бор и медь как максимально отвечающие требованиям работоспособности материалов в данных условиях.

Проведенный анализ и триботехнические испытания образцов с различным содержанием легирующих элементов выявили следующее:

– наиболее стойким в данных условиях эксплуатации можно считать состав, содержащий бора – 1,8%, меди – 18%.

– анализ микроструктуры свидетельствует о наличии перлитной матрицы, медной фазы и боридов железа. В покрытии не обнаружено графитных включений; это скорее всего связано, во-первых с механическим способом приготовления шлифа, при котором возможно механическое выкрашивание мягких составляющих, и, во-вторых, с растворением графита расплавленными частицами и возможным его выгоранием.

Полученные результаты приведены в таблице.

Таблица

Триботехнические показатели образцов системы Сч+Cu+В

Образец	Приработка		Установившийся износ	
	Износ вкладыша	Износ вала	Износ вкладыша	Износ вала
Сч+В	1,5E-6	4,2E-6	1,9E-5	2,68E-6
Сч+Cu+В	1,13E-6	1,42E-7	8,49E-7	2,72E-6
Сч+Cu+В+Р	7,6E-7	1,5E-6	3,14E-6	7,56E-6

Присутствие бора в материале исходного порошка серого чугуна оказывает слабое влияния на триботехнические свойства покрытия. Однако в структуре материала заметно увеличивается процентное содержание легкоплавких эвтектик с 15–18% в исходном составе до 26 – 32% в составах с содержанием бора. Средняя разность между микротвердостями структурных составляющих материала составляет $\Delta H_{\mu} = 500$ ($H_{\mu} = 1300 - 1800$). Макротвердость образца составила 133 НВ.

Однако диффузионное введение меди уменьшает на порядок износ вкладыша при установившемся износе, в два раза уменьшает износ вала при установившемся износе и на порядок уменьшает износ вала в период приработки. В структуре материала на периферии присутствуют мелкодисперсные локальные частицы меди, переходящие к центру в средние и крупные локальные группировки. Количественный процент эвтектик остался без изменения. Средняя разность между микротвердостями структурных составляющих материала составляет $\Delta H_{\mu} = 300$ ($H_{\mu} = 1500 - 1800$). Макротвердость образца составила 137 НВ.

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы:
– материалы системы Fe – C – Cu являются перспективными заменителями антифрикционных бронз;

– при химическом составе материала покрытия: основа Сч – стружка фракцией 60–100 мкм, до 20% меди и до 2% бора, введенных диффузионным способом, – покрытия проявляют оптимальные трибологические характеристики.

– при структуре покрытия, когда медь располагается у поверхности в виде очаговых мелкодисперстных включений и более сконцентрированных участков вглубь объема, а легкоплавкие эвтектики боридного типа располагаются тонкими прослойками поперек строчной структуры, проявляются наилучшие трибологические характеристики пары трения.

Таким образом, получен дешевый антифрикционный материал, который по своим характеристикам способен заменить традиционные антифрикционные бронзы.

УДК 622.24.051

ПОЛУЧЕНИЕ ЗАГОТОВОК С ГРАДИЕНТНЫМИ СВОЙСТВАМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМ АРМИРОВАНИЕМ

И. О. Шуляр

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

Для оборудования компрессорных и насосных станций используются подшипники скольжения и торцевые уплотнения. От их качества зависит работа, надежность оборудования станций и в целом работа магистрального трубопровода.

Мы предлагаем для улучшения качества подшипников и уплотнений при их изготовления использовать метод композиционного центробежного армирования. Центробежное армирование можно проводить как с вращением формы вокруг вертикальной, горизонтальной оси, так и при взаимно перпендикулярных осях [1], [2].

Сущность центробежного армирования при вращении формы вокруг вертикальной или горизонтальной оси заключается в том, что во вращающуюся форму вводят жидкий металл и армирующие частицы. И в зависимости от удельного веса они будут устремляться или в периферийный объем формы или во внутренний объем. Затем выдерживают несколько секунд и затем доливают оставшуюся часть металла, увеличив, при необходимости,

число оборотов формы. Прерывистый процесс заливки металла способствует образованию качественной армированной зоны. При вертикальной и горизонтальной осях вращения формы армирующие частицы с удельным весом меньшим, чем у основного металла, равномерно распределяются, например, по ширине втулки, во внутреннем объеме возле оси вращения. Частицы с удельным весом большим, чем у основного металла, при горизонтальной оси вращения равномерно распределены в периферийном объеме (втулки), а при вертикальной оси вращения формы заполняют периферию только на $3/4$, причем в нижней части значительно шире, а в верхней доходят до нуля.

Сущность способа композиционного армирования в двух взаимно перпендикулярных плоскостях заключается в том, что в нагретую и вращающуюся относительно двух взаимно перпендикулярных осей литейную форму засыпают частицы с удельным весом меньшим, чем у основного металла, затем заливают жидкий металл и одновременно засыпают частицы с удельным весом большим, чем у основного металла, выдерживают до окончания кристаллизации в армированной зоне и увеличивают скорость вращения формы, которую поддерживают постоянной до полной кристаллизации металла в отливке.

Под действием центробежных сил формируются слои с повышенным содержанием армирующих частиц. Частицы разной плотности по-разному перемещаются в поле действия центробежных сил. К наружной стенке формы перемещаются частицы, имеющие большую плотность, чем матрица; менее плотные перемещаются к оси вращения – во внутреннюю часть отливки. Инеродное включение, касающееся стенки формы при заливке жидкого металла, прижимается к ней и не всплывает, несмотря на меньшую плотность. Частицы разной плотности осуществляют транспортные функции. Это дает возможность создавать детали методом литья с различной степенью армирования.

В современной литературе уделено недостаточно внимания исследованиям режимов центробежного армирования в двух взаимно перпендикулярных осях. Нами составлены уравнения движения армирующих частиц. Решение их позволяет оптимизировать технологический процесс формирования заготовок типа втулка, кольцо.

ЛИТЕРАТУРА

1. Юдин, С. Б. Центробежное литье / С. Б. Юдин, М. Левин, С. Е. Резенфельд. – М. : Машиностроение, 1972. – 279 с.
2. Борушак, Б. О. Разработка технологического процесса центробежного армирования лопастных долот : дис. ... канд. техн. наук : 05.02.08 / Б. О. Борушак. – Иванов-Франковск, 1993. – 187 л.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВОК ХИМВОДОПОДГОТОВКИ В КОТЕЛЬНЫХ НПС ОАО МН «ДРУЖБА»

В. Д. Ющенко¹, Т. В. Козицин¹, С. В. Шелоботин²

¹*УО «Полоцкий государственный университет»,*

г. Новополоцк, Республика Беларусь

²*ОАО «МН «Дружба», г. Брянск, Российская Федерация*

Нефтеперекачивающие станции ОАО МН «Дружба» являются автономными объектами. Для отопления в зимний период и горячего водоснабжения на НПС установлены котельные.

В соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора России качество подпиточной воды тепловых сетей с закрытой системой должно соответствовать требованиям, указанным в таблице.

Таблица

Основные показатели качества подпиточной воды

Показатели	Допустимые значения	Фактические значения
Жесткость карбонатная при pH < 8,5, мкмоль/л	не более 700	4200...6300
Содержание соединений железа, мкг/л	не более 300	1800...2500
Содержание растворенного кислорода, мкг/л	не более 50	более 50

Вода из эксплуатируемых подземных источников, согласно выполненным анализам, не соответствует вышеуказанным требованиям по содержанию соединений железа и жесткости.

Для приведения качества природной воды к нормативным показателям на НПС ОАО МН «Дружба» применяется следующая технология обработки воды. Вода из скважин поступает в сборные резервуары. Из них вода забирается насосами второго подъема, подается на угольные сорбционные фильтры, где происходит задержание железистых соединений. Затем она поступает на установки умягчения воды. На нефтеперекачивающих станциях ОАО МН «Дружба» используются установки типа ВПУ-1, ВПУ-2,5, SF-A, ORWA 2-ASL-370-132, а также одноступенчатое Na-катионирование на фильтрах ХВ или ФИПа, загруженных сульфоглем. Все установки позволяют получать остаточную жесткость не более 500 мкмоль/л. На НПС «Малиновка» для удаления растворенного кислорода перед котлами эксплуатируется установка типа ВПУ-3М-01.

По сравнению с блочными установками типа ВПУ-1, ВПУ-2,5 и SF-A, ORWA 2-ASL-370-132 установки на фильтрах ХВ или ФИПа имеют следующие общие недостатки в своей работе:

- большая занимаемая площадь;
- расход подпиточной воды значительно меньше, чем производительность установленных фильтров;
- малая обменная способность сульфоугля (в 3...4 раза меньше, чем органических смол);
- фильтры более сложны в эксплуатации, особенно в режимах взрыхления и регенерации;
- удельный расход соли на удаление 1 мг-экв/л солей жесткости при регенерации больше в 1,6 раза;
- возрастание расходов воды на взрыхление и отмывку катионита.

Учитывая эти недостатки, в дальнейшем рекомендуется их демонтаж с установкой блочных ВПУ и обязательным устройством накопительных баков умягченной воды не менее 10 м³.

Эксплуатация установки ВПУ-3М-01 на НПС «Малиновка» нецелесообразна по следующим причинам:

- минимальная производительность (паспортная) установки ВПУ-3М составляет 0,9 м³/ч при расходе подпиточной воды даже в зимнее время до 0,05 м³/ч;
- температура воды, поступающей в деаэрационную колонну, должна быть не менее 60 °С. Однако в летнее время, когда часть котлов работает на приготовление горячей воды, ее температура составляет менее 50 °С, и установка, хотя и работает, но не выполняет свои прямые функции по удалению растворенного кислорода;
- низкая надежность автоматической системы управления.
- При непрерывной работе установки из-за множества резьбовых и фланцевых соединений на вакуумной линии, в которых трудно обнаружить подсос воздуха из атмосферы, часто происходит снижение величины вакуума в колонне, т. е. установка сложна в эксплуатации и требует постоянного внимания.

В котельной НПС «Малиновка» для связывания растворенного кислорода рекомендуется использовать установку водоподготовки типа «Комплексон-6» или HYDROTECH DS5E25N.

IV. ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 681.586

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

Р. Ю. Банахевич, О. М. Карпаш, И. В. Рибицкий, А. В. Яворский

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

Задача обеспечения высокоэффективного функционирования газотранспортной системы является чрезвычайно сложной и должна учитывать много различных факторов и влияний. Одним из факторов, снижающих эффективность функционирования системы, несмотря на существующие системы осушки природного газа, является наличие влаги в транспортированном продукте.

При эксплуатации газопроводов наличие влаги в транспортированном продукте существенно затрудняет нормальный режим их работы, увеличивает сероводородную коррозию (рис. 1), ухудшает качественные показатели природного газа и т.п. [1]



Рис. 1. Коррозионные повреждения внутренней поверхности газопровода

Наиболее эффективным направлением в решении задач эксплуатационной надежности и эффективности работы трубопроводных систем является использование систем мониторинга состояния трубопровода, в том числе определение наличия и уровня жидкости в газопроводе.

Анализ проблемы определения мест скопления жидкости и уровня конденсата в газопроводах показал, что в настоящее время не существует приборов или систем, которые бы давали возможность решить данную проблему. Наличие мест скопления конденсата в полости трубопровода на участке определяется ростом входного и выходного давлений. Однако способность конденсата мигрировать по полости трубопровода не позволяет точно определить место скопления жидкости и ее уровень.

Для решения данной проблемы была разработана система измерения уровня жидкости в полостях газопровода, состоящая из акустического блока 1, который устанавливается на газопроводе 2, и измерительного блока 3 (рис. 2). Кабель акустического блока 4 выводится в колонку электрохимической защиты 5 и соединяется с измерительным блоком посредством кабеля измерительного блока 6 через соединитель 7, который монтируется в стенку колонки электрохимической защиты. Устройство акустического блока 1 изображено на рис. 3.

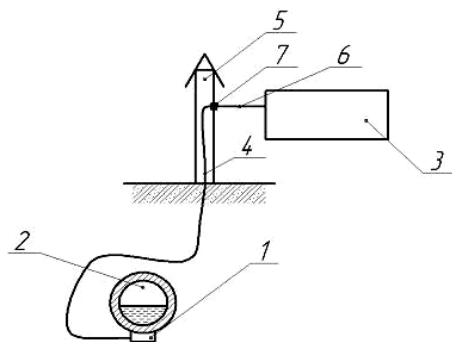


Рис. 2. Реализация системы для измерения уровня жидкости в действующих газопроводах

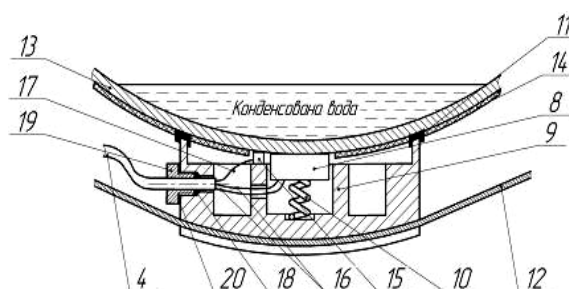


Рис. 3. Устройство акустического блока

Ультразвуковой пьезоэлектрический преобразователь 8 расположен в корпусе 9 и подпружинен пружиной 10. Корпус оснащен уплотнительной резиновой манжетой 11. С помощью хомута 12 и стягивающего устройства реализуется надежное крепление корпуса на стенке 13 трубы газопровода 2, защищенного изоляцией 14. Датчик температуры 15 располагается в корпусе ультразвукового пьезоэлектрического преобразователя и контактирует с внешней поверхностью стенки газопровода 1. Два соединительных проводника 16 ультразвукового пьезоэлектрического преобразователя и проводник 17 датчика температуры сходятся в кабель акустического блока 4. Герметизация зазора в корпусе для выхода кабеля акустического блока осуществляется резиновой шайбой и штуцером 18. Резиновая прокладка 20, расположенная между штуцером и корпусом, обеспечивает надежную герметизацию акустического блока. Акустический блок крепится к наружной поверхности трубы газопровода в месте наиболее вероятного сбора воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ современного состояния исследований надежности магистральных нефтегазопроводов и причин и условий их отказа [Текст] / Я. Семчук, Р. Н. Говдяк, Г. Н. Кривенко, Я. Н. Дрогомирецкий // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 38. – С. 159 – 166.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ВИБРОМОНИТОРИНГА КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

М. А. Бордовский

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

Вибрация, как известно, свойственна всем работающим механизмам. Идеальная машина теоретически не должна создавать никаких механических колебаний, однако на практике не существует таких машин, поскольку невозможно идеально отбалансировать ротор машины без остаточного дисбаланса. При увеличении дисбаланса, а также при появлении дефектов в узлах машины происходит повышение уровня вибрации механизма, что приводит к повышенному износу его узлов и увеличению потерь в механизме. В динамично вращающихся машинах, коими являются магистральные насосные агрегаты, процесс износа с последующим выходом агрегата из строя происходит достаточно интенсивно. Кроме того, периодические измерения уровня вибрации на агрегатах с помощью переносных приборов не позволяют отследить начальную стадию развития дефектов. Поэтому проблема своевременного обнаружения неисправностей в работающих агрегатах является актуальной.

Решить данную проблему и минимизировать последствия работы агрегатов с повышенным уровнем вибрации позволяет непрерывный мониторинг работающих агрегатов.

Работа в этом направлении была начата в 2005 г. На объектах предприятия началось поэтапное внедрение стационарной системы вибромониторинга и автоматизированной диагностики технического состояния магистральных насосных агрегатов.

Внедряемая система в автоматизированном режиме осуществляет круглосуточное непрерывное измерение вибрационных параметров в реальном масштабе времени и обеспечивает выполнение следующих функций:

- фиксирует и отображает на мониторе текущие среднеквадратичные значения (СКЗ) виброскорости на подшипниковых узлах, величину осевого перемещения ротора насоса, температуру подшипников и обмоток, давление нефти;
- сохраняет в архиве СКЗ виброскорости (каждые 15 с) и временные сигналы виброскорости (каждые 4 часа);
- сравнивает уровень СКЗ виброскорости с уставками и при их превышении выдает сообщение на монитор;

– фиксирует в электронный журнал события, происходящие с агрегатами и самой системой (пуск, останов, превышение уставок, вход в систему на различные уровни доступа, подключение удаленных клиентов);

– поузловой учет наработок агрегатов с предупреждением о необходимости проведения регламентных работ.

Кроме того, по запросу пользователя система вибромониторинга позволяет выполнять:

– диагностику неисправностей по спектрам вибросигналов;

– диагностику подшипников качения;

– прогноз наработки агрегата до предупредительного или аварийного уровня вибрации.

Положительный эффект от системы вибромониторинга был получен еще на начальном этапе ее внедрения. В процессе эксплуатации внедряемых систем был диагностирован и устранен ряд серьезных дефектов, которые могли привести к аварийным выходам агрегатов из строя.

Также, благодаря современным методикам спектральной вибродиагностики, интегрированным в диагностический процессор системы, на начальной стадии развития было диагностировано большое количество дефектов, снижающих ресурс работы узлов агрегатов.

Использование встроенной в систему функции прогнозирования наработки агрегатов на отказ по результатам замеров, накопленных в базе данных, позволило формировать графики ППР агрегатов с учетом их фактического состояния.

УДК 621.3.082

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ЧАСТОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО СИГНАЛА ДЛЯ ПОИСКА МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДА

**Н. И. Вяхирев¹, Л. А. Захаренко¹, В. О. Старостенко¹, А. С. Храмов¹,
А. Н. Козик², С. М. Бодиловский², С. Г. Купреев²**

¹ УО «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», г. Гомель, Республика Беларусь

² ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

В работе рассмотрен метод определения мест повреждения изоляции трубопровода, основанный на измерении магнитного поля внутри трубы в месте утечки тока [1 – 3]. Выбор требуемых параметров измерительного сигнала является важной задачей при разработке системы поиска места по-

вреждения изоляции на основе рассматриваемого метода. Это связано с тем, что амплитуда сигнала зависит от следующих факторов:

- а) величины тока утечки;
- б) экранирующих свойств стенки трубы;
- в) параметров индукционного датчика (количество витков, материал сердечника, геометрические размеры и т.д.).

Рассмотрим подробнее эти факторы.

а) Величина тока утечки зависит от амплитуды напряжения на данном участке трубы, проводимости грунта и площади повреждения изоляции трубопровода. Расчетные зависимости амплитуды питающего напряжения от координаты при частотах 25, 800 и 1600 Гц приведены на рис. 1.

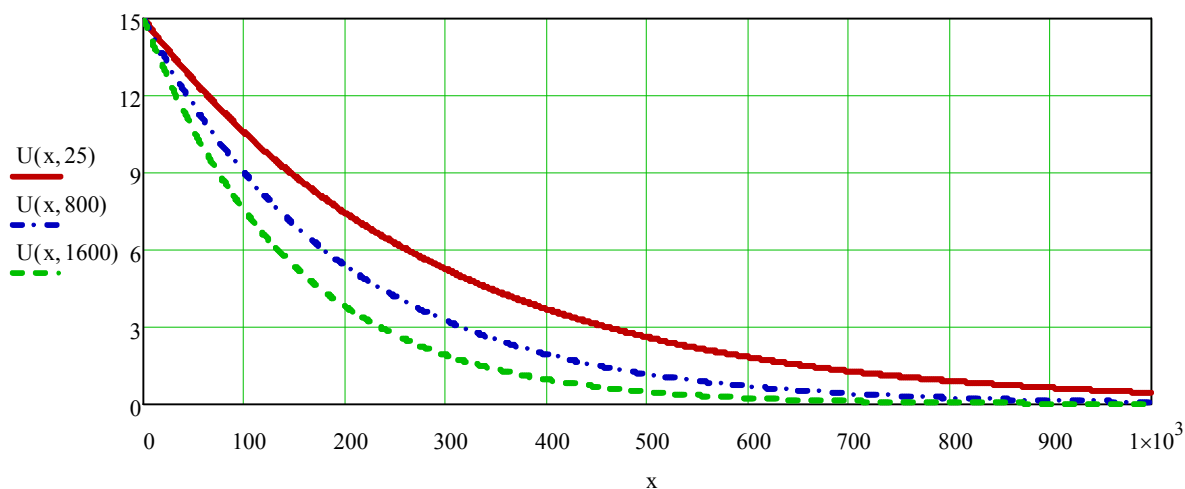


Рис. 1. Зависимость амплитуды питающего напряжения от расстояния до генератора

б) Зависимость коэффициента прохождения сигнала сквозь стенку трубы толщиной 1 см от частоты была определена экспериментально, результаты эксперимента приведены на рис. 2.

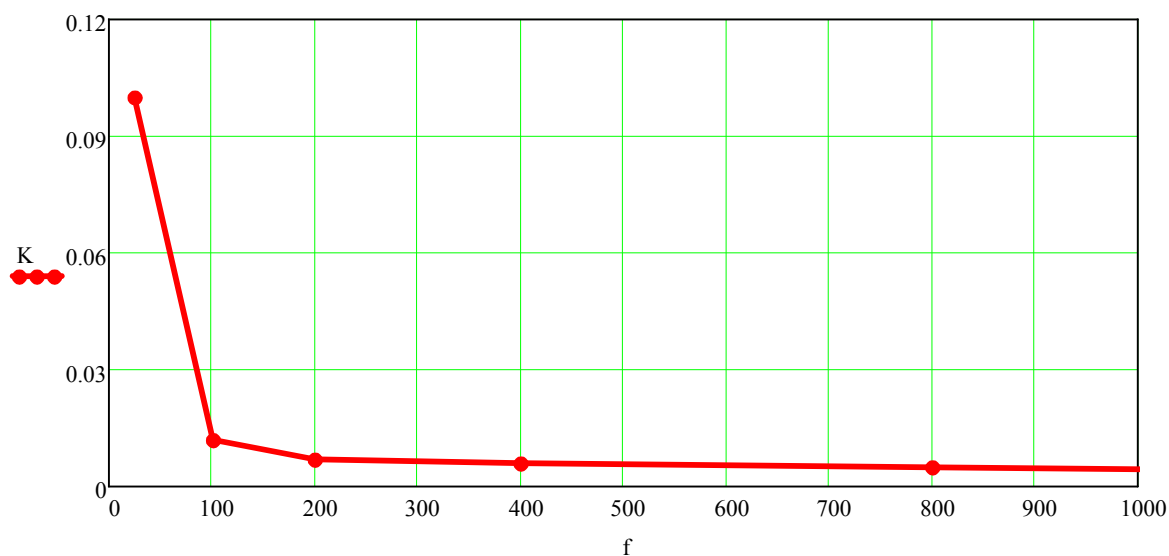


Рис. 2. Зависимость коэффициента прохождения от частоты питающего напряжения

в) Напряжение на выходе датчика прямо пропорционально зависит от частоты и количества витков. Трудно определить зависимость напряжения на выходе датчика от материала сердечника, так как напряженность магнитного поля очень мала, поэтому магнитная проницаемость сердечников в области малых сигналов может значительно отличаться от номинальной.

На основании вышеприведенных зависимостей можно выбрать оптимальное значение частоты измерительного сигнала для конкретного трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка метода определения мест повреждения изоляции трубопровода // Современные проблемы машиноведения: Тез. докл. VII Межд. научно-техн. конф. – Гомель : ГГТУ, 2008. – С. 119.

2. Электродинамический метод обнаружения дефектов изоляционного покрытия нефтепровода // Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация: Сб. докл. V Межд. научно-практ. конф. В 2 т. Т. 2 / Минск : НИИ МЧС Беларуси, 2009. – С. 57 – 65.

3. Метод диагностики мест повреждения трубопровода // Материалы, технологии и оборудование в производстве, эксплуатации, ремонте и модернизации машин. – Новополоцк : ПГУ, 2009. – С. 89 – 93.

УДК 620.179

ДОСВІД ПРОВЕДЕННЯ ТЕХНІЧНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ І ТРУБОПРОВІДІВ НАФТОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ

Я. Б. Даниляк¹, Н. Л. Тацакович², О. М. Карпаш², Р. М. Басараб³

¹ Науково-виробнича фірма «ЗОНД», м. Івано-Франківськ, Україна

² Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, Україна

³ Філія «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ «Укртранснафта»,
м. Івано-Франківськ, Україна

Система магістральних нафтопроводів (МН) України включає 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку – 4767,1 км, нафтоперекачувальні станції (НПС) і морський нафтовий термінал (МНТ) «Південний», резервуарні парки, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протиерозійні споруди. Потужність системи на вході – 114 млн т/рік, на виході – 56,3 млн т/рік. Роботу 51 НПС забезпечують 176 насосних агрегатів одиничною продуктивністю до 12500 м³/рік з

електроприводом потужністю понад 357,5 тис. кВт. Загальна номінальна ємність резервуарних парків системи МН складає 1083 тис. м³. У експлуатації знаходяться 79 резервуарів вертикальних сталевих (РВС) різних конструкцій [1].

Питання оцінки фактичного технічного стану металоконструкцій різного призначення у нафтогазовій промисловості стає особливо актуальним в умовах гострої потреби у продовженні терміну експлуатації об'єктів, що відпрацювали свій нормативний ресурс. Для безумовного виконання контрактів з транспортування нафти обладнання необхідно підтримувати в технічно справному стані, що забезпечується своєчасним здійсненням обстеження (неруйнівного контролю).

У 2010 році науково-виробничою фірмою «Зонд», яка є уповноваженою організацією для здійснення функцій щодо проведення технічного огляду устаткування підвищеної небезпеки (наказ Держгірпромнагляду від 15.03.2010 р. № 59), проведено неруйнівний контроль технологічного обладнання і трубопроводів нафтоперекачувальних станцій «Куровичі», «Новини», «Плещівка», «Чижівка» філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта» вперше в повному обсязі за час їх експлуатації. Метою проведення обстеження було виявлення дефектів та інших невідповідностей нормативно-технічній, конструкторській, виконавчій та експлуатаційній документації, визначення технічного стану та можливості подальшої експлуатації обладнання у відповідності до вимог НПАОП 0.00-8.18-2004 «Порядок проведення огляду, випробовування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки», затверджений постановою КМУ від 26.05.2004 р. № 687.

Технічна програма виконання робіт ґрунтувалась на вимогах таких нормативних документів:

- СОУ 60.3-31570412-027:2007 «Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного обладнання і трубопроводів. Методи і методики» [2];
- СОУ 60.3-31570412-028:2007 «Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результатами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок» [3].

Згідно з технічною програмою було проведено наступне:

1 Опрацювання проектної, виконавчої, ремонтної та експлуатаційної технічної документації, збір даних щодо обладнання та вузлів нафтоперекачувальних станцій (технічні характеристики, конструкція та принцип роботи, матеріали для виготовлення основних частин, фактичні режими роботи тощо).

2 Підготовка до проведення неруйнівного контролю складових частин НПС (визначення місць проведення контролю, очищення від бруду, антикорозійного покриття, іржі та окалини, нанесення необхідної розмітки і т.п.).

3 Проведення неруйнівного контролю устаткування методами і засобами, визначеними в нормативно-технічній документації.

4 Оформлення та аналіз результатів контролю, проведення необхідних розрахунків, визначення залишкового ресурсу, режимів роботи обладнання, оформлення висновків та рекомендацій за результатами обстеження.

Під час проведення неруйнівного контролю було обстежено весь комплекс технологічного устаткування, а саме вузли прийому пуску, фільтри-брудоуловлювачі, магістральні насосні агрегати, камери регулювання тиску, системи нафтовитоків, скидні лінії, резервуари, технологічні трубопроводи. Здійснено обстеження опор, фундаментів, підвісок.

Неруйнівний контроль устаткування було проведено у такій послідовності:

- візуально-оптичний та вимірювальний контроль зварних швів, основного металу, фланцевих з'єднань, корпусних деталей – 100 % незалежно від типу обладнання;

- контроль методом магнітної пам'яті металу;

- контроль методом акустичної емісії;

- ультразвуковий контроль обладнання НПС проводився як додатковий метод об'ємного неруйнівного контролю в тих зонах, де при проведенні контролю методом магнітної пам'яті та АЕ методом було виявлено місця з можливими дефектами, в місцях з концентраторами напружень;

- ультразвукове вимірювання товщини проводився у відповідності до типу обладнання – об'єкта контролю. Також вимірювання товщини було здійснено в місцях, де виникла підозра на дефект при контролі методом магнітної пам'яті чи методом АЕ і при візуально-оптичному контролі;

- контроль методом вимірювання коерцитивної сили;

- магнітопорошковий метод було застосовано на тих ділянках, де при проведенні контролю методом магнітної пам'яті та АЕ методом виявлено місця з можливими дефектами, в місцях з концентраторами напружень;

- вимірювання твердості;

- віброакустичний контроль було проведено для магістральних насосних агрегатів, елементів обв'язки, що безпосередньо примикають до насосних агрегатів, та для приводу вентиляторів системи вентиляції.

У процесі проведення неруйнівного контролю було виявлено дефекти різного типу: порушення суцільності, розшарування основного металу, дефекти зварного шва, вм'ятини, корозійні пошкодження (рис.).



Рис. Типові дефекти технологічного устаткування нафтоперекачувальних станцій

ЛІТЕРАТУРА

1. Схема системи магістральних нафтопроводів України // Офіційний сайт ПАТ «Укртранснафта». – Режим доступу: http://www.ukrtransnafta.com/ua/about_company/shema/
2. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного обладнання і трубопроводів. Методи і методики: СОУ 60.3-31570412-027:2007. – [Чинний від 2007 – 09 – 28]. – Київ : ВАТ «Укртранснафта», 2007. – 219 с.
3. Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результатами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок: СОУ 60.3-31570412-028:2007. – [Чинний від 2007 – 09 – 28]. – К. : ВАТ «Укртранснафта», 2007. – 32 с.

УДК 620.179

К ВОПРОСАМ ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Я. Б. Даныляк¹, Н. Л. Тацакович², О. М. Карпаш²

¹ *Научно-производственное предприятие «ЗОНД»,
г. Ивано-Франковск, Украина*

² *Ивано-Франковский национальный технический университет нефти
и газа, г. Ивано-Франковск, Украина*

В 2010 году научно-производственным предприятием «Зонд», которое является уполномоченной организацией для осуществления функций по проведению техосмотра оборудования повышенной опасности, при на-

учном сопровождении Университета нефти и газа проведен неразрушающий контроль технологического оборудования и трубопроводов насосных станций «Куровичи», «Новыны», «Плещивка», филиала «Магистральные нефтепроводы «Дружба» ПАО «Укртрансгаз». Целью проведения обследования было выявление дефектов и других несоответствий нормативно-технической, конструкторской, исполнительной и эксплуатационной документации, определение технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации оборудования в соответствии с требованиями НПАОП 0.00-8.18-2004 «Порядок проведения осмотра, испытания и экспертного освидетельствования (технического диагностирования) машин, механизмов, оборудования повышенной опасности».

Согласно технической программе, было проведено следующее:

1. Разработка проектной, исполнительной, ремонтной и эксплуатационной технической документации, сбор данных по оборудованию и узлам насосных станций (технические характеристики, конструкция и принцип работы, материалы для изготовления основных частей, фактические режимы работы и т.п.).

2. Подготовка к проведению неразрушающего контроля составных частей НС (определение мест проведения контроля, очистки от грязи, антикоррозийного покрытия, ржавчины и окалины, нанесение необходимой разметки и т.п.).

3. Проведение неразрушающего контроля оборудования методами и средствами, определенными в нормативно-технической документации.

4. Оформление и анализ результатов контроля, проведение необходимых расчетов, определение остаточного ресурса, режимов работы оборудования, оформление выводов и рекомендаций по результатам обследования.

При проведении неразрушающего контроля был обследован весь комплекс технологического оборудования, а именно: узлы приема-пуска, фильтры-грязеуловители, магистральные насосные агрегаты, камеры регулирования давления, линии сброса, резервуары, технологические трубопроводы. Осуществлено обследование опор, фундаментов, подвесок.

Неразрушающий контроль оборудования был проведен в следующей последовательности:

– визуально-оптический и измерительный контроль сварных швов, основного металла, фланцевых соединений, корпусных деталей – 100 % независимо от типа оборудования;

– контроль методом магнитной памяти металла;

– контроль методом акустической эмиссии;

– ультразвуковой контроль оборудования НС проводился как дополнительный метод объемного неразрушающего контроля в тех зонах, где при проведении контроля методом магнитной памяти и АЕ методом были обнаружены места с возможными дефектами, в местах с концентраторами напряжений;

– ультразвуковое измерение толщины осуществлялось в соответствии с типом оборудования – объекта контроля. Также измерение толщины выполнено в местах, где возникло подозрение на дефект при контроле методом магнитной памяти или методом АЭ и при визуально-оптическом контроле;

– контроль методом измерения коэрцитивной силы;

– магнитопорошковый метод был применен на тех участках, где при проведении контроля методом магнитной памяти и АЭ методом выявлено места с возможными дефектами, в местах с концентраторами напряжений;

– измерение твердости;

– виброакустический контроль был проведен для магистральных насосных агрегатов, элементов обвязки, непосредственно примыкающих к насосным агрегатам, и для привода вентиляторов системы вентиляции.

В процессе проведения неразрушающего контроля были выявлены дефекты разного типа: нарушение сплошности, расслоение основного металла, дефекты сварного шва, вмятины, коррозионные повреждения и т.п.

УДК 620.192.4:620.179

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Е. Р. Доценко, В. Д. Мындюк, М. О. Карпаш

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

По мере увеличения срока эксплуатации металлических конструкций происходит деградация некоторых важных свойств материалов. Существует проблема продления срока эксплуатации оборудования действующих высокорисковых объектов (в т.ч. трубопроводного транспорта), отработавшего проектный срок. В комплекс мероприятий по диагностированию технического состояния трубопроводов включено измерение механических свойств материала труб. Для этой цели в большинстве случаев используется твердометрия с помощью переносных приборов, а механические свойства (предел текучести, предел прочности и др.) определяют по специальной расчетной методике, точность которой невелика, поскольку твердость есть характеристика поверхностного состояния металла.

Изменению физических и механических свойств материалов труб предшествуют структурные и фазовые превращения, происходящие в металлах и сплавах при изготовлении и эксплуатации. Стандартные методы

оценки изменения структуры (а следовательно, и механических свойств) железоуглеродистых сплавов, которые предусматривают трудоемкий процесс подготовки образцов для испытаний, не всегда сохраняют целостность материала. С учетом связи между комплексом физических свойств с кристаллографической структурой, дефектностью, механическими и другими эксплуатационными характеристиками возможно оценивать изменения свойств металла труб с использованием физических методов контроля, предусматривающих применение структурно-чувствительных информативных параметров.

Учитывая вышесказанное и результаты проведенных теоретических исследований [1], авторами был предложен комплексный метод контроля физико-механических свойств по нескольким информативным параметрам, таким как твердость, и структурно-чувствительному физическому свойству – удельному электрическому сопротивлению. В итоге был разработан опытный образец информационно-измерительной системы, которая реализует четырехзондовый метод определения удельного электрического сопротивления сталей, и проведены исследования на образцах ферритно-перлитных сталей, используемых для изготовления трубопроводов. Расчет удельного электрического сопротивления осуществлялся с помощью разработанной математической модели. По результатам экспериментальных исследований было установлено наличие и характер зависимости предела текучести ферритно-перлитных сталей от выбранного комплекса параметров (удельного электрического сопротивления и твердости) (рис.).

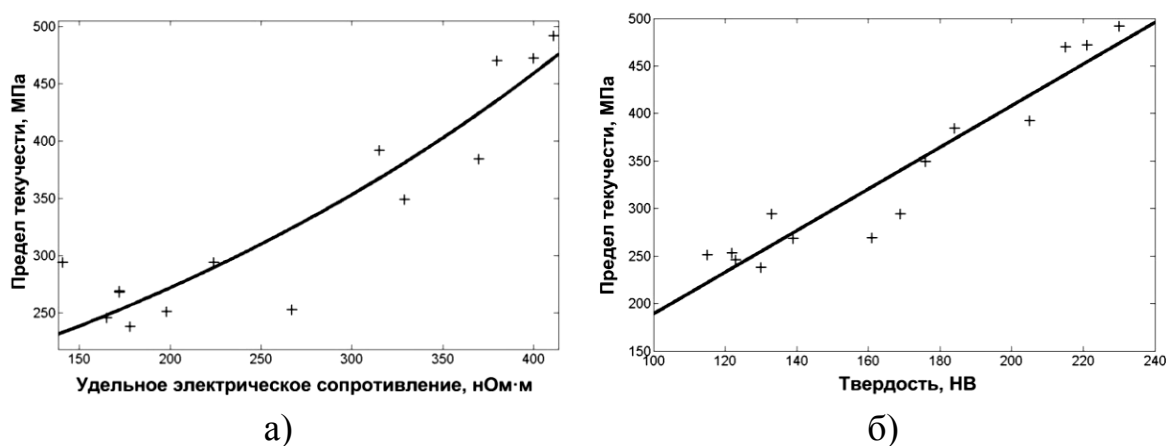


Рис. Зависимость предела текучести от удельного электрического сопротивления (а) и твердости (б)

Коэффициент корреляции предела текучести и твердости равен 0,91, коэффициент корреляции удельного электрического сопротивления и предела текучести 0,69. Приведенная к диапазону предела текучести относительная погрешность составляет 2,5 %.

В рассмотренных методах использованы современные методы статистической обработки информации (искусственные нейронные сети) для аппроксимации предела текучести как функции исследуемых информативных параметров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Karpash, M. New methods for mechanical properties evaluation of steel structures with consideration of its microstructure / M. Karpash, Y. Dotsenko, O. Karpash // 10th European conference on non-destructive testing, Moscow, June 7 – 11, 2010: abstracts, Part 2. – Moscow, 2010. – P. 270 – 271.

УДК 620.179.14

ОСОБЕННОСТИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОДВОДНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Е. И. Крапивский

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

Внутритрубная диагностика является наиболее применяемым методом контроля технического состояния магистральных трубопроводов, однако на распределительных трубопроводах она применяется в ограниченном объеме. Диаметр стальных распределительных трубопроводов России обычно составляет от 3 дюймов (76,2 мм) до 12 дюймов (304,8 мм). Наиболее часто встречающийся диаметр распределительных трубопроводов – 150 мм. Давление газа, как правило, не превышает 0,6 МПа. Это препятствует использованию градиента давления газа для перемещения внутритрубных приборов. На распределительных трубопроводах часто встречаются изгибы, в том числе и под 90°.

Анализ технического состояния распределительных газопроводов показывает следующее:

1) внутренняя коррозия встречается редко и в основном на участках перехода через водные преграды;

2) как правило, при переходе через большие водные преграды применяются дюкеры;

3) камеры запуска и приема внутритрубных приборов, как правило, отсутствуют;

4) коррозионные нарушения обусловлены электрохимической и микробиологической коррозией. В зонах действия блуждающих токов (что ха-

рактенно для распределительных трубопроводов) вероятность коррозии повышена. Коррозионное растрескивание под напряжением нехарактерно вследствие относительно низкого давления газа;

5) дефекты сварных швов (вертикальных) обусловлены, как правило, низким качеством сварки;

б) на значительной части труб (особенно диаметром менее 300 мм) продольный сварной шов отсутствует (бесшовные трубы). Продольные сварные швы на одношовных трубах выполнены на заводе, и их качество выше, чем качество поперечных сварных швов. Поэтому и повреждения продольных швов, обусловленные низким качеством сварки, встречаются реже, чем повреждения поперечных сварных швов.

Проведенный нами анализ возможностей внутритрубной дефектоскопии газопроводов показал, что в настоящее время практически для всех методов, кроме MFL (магнитной внутритрубной диагностики), имеются ограничения по диаметру обследуемых трубопроводов (в том случае, если они не обусловлены отсутствием потребности диагностирования распределительных трубопроводов). Поэтому мы остановились на использовании неавтономного магнитного дефектоскопа с продольным намагничиванием.

Для экспериментального исследования возможностей внутритрубной диагностики распределительных газопроводов ООО «Интрон плюс» по техническому заданию СПГГУ на основе промышленного внутритрубного магнитного интроскопа МИ-31 создан исследовательский стенд. В отличие от промышленного интроскопа, в стенде использованы не постоянные магниты, а электромагнит, а вместо строчных многоэлементных преобразователей – датчики Холла. Принцип действия интроскопа основан на намагничивании внутренней поверхности трубопроводов постоянными магнитами или электромагнитами, между полюсами которых находятся многоэлементные преобразователи магнитных полей. Электромеханическое сканирование осуществляется с помощью линейного преобразователя магнитных полей, выполненного в виде линейки из одиночных преобразователей, образующих строку кадра. На трубу нанесены искусственные дефекты различных типов. Диагностика подземных и подводных распределительных газопроводов осуществляется путем перемещения внутритрубного магнитного интроскопа с помощью троса и лебедки на расстояние до 4 км.

Такая технология требует вырезания технологических окон в подземном трубопроводе и прекращения транспорта газа. После прекращения инспекции контрольного участка трубопровода технологические окна завариваются или заделываются с помощью отрезка трубы и болтовых соединений. При диагностике действующих газопроводов на определенных участках может предусматриваться установка специальных камер запуска-приемки внутритрубных магнитных интроскопов.

На стенде установлено, что внутритрубный дефектоскоп позволяет выявлять коррозионные нарушения размером более 5 мм и трещины с раскрытием более 30 мкм при толщине стенки трубопровода 20 мм и менее на глубине до 20 мм. Полученные результаты близки к результатам фирмы РОЗЕН.

Внутритрубная магнитная диагностика, по нашему мнению является в настоящее время наиболее простым и эффективным методом анализа технического состояния распределительных стальных подземных и подводных трубопроводов. Недостатком этого метода является отсутствие возможности определять состояние изоляции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абакумов, А. А. Магнитная диагностика газонефтепроводов / А. А. Абакумов, А. А. Абакумов (мл.). – М. : Энергоатомиздат, 2001.– 432 с.
2. Абакумов, А. А. Принципы построения внутритрубных магнитных интроскопов для сплошной диагностики трубопроводов тепловых сетей / А. А. Абакумов // Новости теплоснабжения.

УДК 622.692.4:550/832

ДИСТАНЦИОННАЯ ДИАГНОСТИКА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Е. И. Крапивский

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

В России имеется свыше 500 тыс. км стальных распределительных трубопроводов. Многие из них исчерпали свой срок службы. Диагностике стальных магистральных трубопроводов в России уделяется большое внимание. Однако диагностике распределительных трубопроводов, особенно подводных переходов через водные преграды стало уделяться значительное внимание только в последнее время. С годами внешняя изоляция большинства распределительных трубопроводов пришла в негодность и не защищает их металлическую поверхность от коррозии. Многие зарубежные диагностические фирмы предлагают аппаратуру для дистанционной диагностики трубопроводов. Технология работ с этой аппаратурой обычно состоит в следующем. К трубопроводу подключается генератор прямоугольных импульсов тока. Индукционные антенны прибора определяют

глубину трубопровода в точке измерения и измеряют ток в трубопроводе. При наличии нарушений изоляции ток уменьшается. Определение градиента тока и градиента потенциала позволяет локализовать место нарушения изоляции. Измерение этих параметров производится непосредственно над осью трубопровода, проекция которой на земную поверхность определяется этим же прибором.

Основной недостаток данного способа в низкой производительности, обусловленной невозможностью производить измерения в движении. Особенно сложно проводить исследования технического состояния трубопроводов, пересекающих водные преграды.

С учетом громадной протяженности стальных распределительных трубопроводов в России ОАО «Газпром газораспределение» перед СПГГУ была поставлена задача создать комплекс аппаратуры для контроля технического состояния распределительных подземных и подводных стальных трубопроводов, обеспечивающих высокую производительность исследования их технического состояния (в движении). Актуальной задачей также является исследование коррозионных характеристик среды (грунта, воды), окружающей трубопровод.

Аппаратурный комплекс состоит из:

1) аппаратуры ERA-MAX для исследования коррозионных характеристик среды, окружающей трубопровод. Аппаратура содержит многочастотный генератор прямоугольных импульсов тока и измеритель амплитуды импульсов тока;

2) аппаратуры КЭМДТ (комплекс дистанционной диагностики трубопроводов), разработанной НПО «ЭНТ». Содержит 6 трехкомпонентных феррорезонансных датчиков магнитного поля, размещенных по углам немагнитной основы, длина каждой из 4 сторон которой составляет 80 см, съемный зонд, содержащий два трехкомпонентных феррозондовых детектора магнитного поля трубопроводов, который или размещается посередине рамки, или при детализации магнитного поля размещается на магнитной треноге с вращающимся столиком и может вращаться в нескольких плоскостях. Кроме того, КЭМДТ содержит три индукционных антенны (две горизонтальные и одну вертикальную) для измерения тока заданной частоты от генератора, подключенного к трубопроводу, и определения местоположения и глубины залегания трубопровода. Прибор носится за спиной, а результаты измерений визуализируются на портативной ЭВМ, который носится перед оператором. Все результаты приводятся к вертикальному положению антенных блоков по показаниям акселерометров, измеряющих отклонение датчиков от вертикального или горизонтального положения;

3) аппаратуры «Комплекс М-1», разработанной ЗАО «ВНИИСТ-ПОИСК», Москва), ТЗ СПГГУ, содержащей два трехкомпонентных магни-

торезистивных датчика магнитного поля и два блока индукционных антенн без сердечника (расстояние между блоками датчиков – 1 м), одноплатную ЭВМ, генератор прямоугольных импульсов тока, одомер. Комплекс позволяет в процессе движения оператора (скорость до 5 км/ч) непрерывно определять глубину залегания трубопровода от поверхности земли, градиент тока генератора в трубопроводе и состояние изоляции трубопровода по этим данным, магнитное поле напряженных состояний трубопровода и участки с повышенной кавернозностью. Особенностью комплекса является возможность определения глубины залегания, диагностирования состояния изоляции и коррозионного состояния трубопровода в процессе движения в коридоре до 10 – 20 его диаметров.

Испытания комплекса проведены в полевых условиях в Москве, Санкт-Петербурге и Республике Коми. Получены положительные результаты.

УДК 622.692

ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СОВМЕЩЕНИЯ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ И ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

С. В. Лесникович

ОАО «Полоцктранснефть Дружба», г. Новополоцк, Республика Беларусь

В настоящее время в ОАО «Полоцктранснефть Дружба» накоплен большой опыт работы с данными внутритрубной диагностики, основной целью которой является получение информации о техническом состоянии магистральных нефтепроводов различными методами контроля.

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» эксплуатирует 1068 км магистральных нефтепроводов диаметром 720 мм, 820 мм и 1020 мм. В настоящее время все нефтепроводы отработали свой нормативный срок эксплуатации.

Обеспечить надежную и безаварийную работу магистральных трубопроводов, сохранить их рабочие характеристики и пропускную способность – приоритетное направление деятельности общества.

Внутритрубная диагностика (ВТД) проводится с 1996 г. диагностическими компаниями Тьюбоскоп, ОАО «Диаскан», Спецнефтегаз, ЗАО «Нефтегазкомплектсервис» комплексом приборов ПРФ, WM, MFL, TFI и CD.

В результате проведенных диагностических обследований выявлены многочисленные дефекты, в том числе потенциально опасные, которые могли бы привести к аварийным ситуациям, наносящим большой материальный и экологический ущерб.

В ОАО «Полоцктранснефть Дружба» разрабатываются программы мероприятия по устранению потенциально опасных дефектов, производится анализ местоположения этих дефектов и дополнительный дефектоскопический контроль с уточнением параметров дефектных участков аккредитованной лабораторией. Полевая испытательная лаборатория общества аккредитована в области неразрушающего контроля магистральных нефтепроводов в соответствии с СТБ ИСО/МЭК 17025.

На текущий момент все опасные дефекты и дефекты первоочередного ремонта действующих нефтепроводов устранены.

Немаловажную роль в анализе технического состояния нефтепроводов на конкретных участках играет сопоставление данных результатов обследования состояния изоляционного покрытия и проведенной ВТД. Так, в ходе анализа этих данных при проведении дополнительного обследования при вскрытии этих участков найдены причины их образования: отсутствие изоляционного покрытия нижней образующей нефтепровода, влияние токов защит соседних коммуникаций на пересечениях с нефтепроводом, образование коррозионных дефектов под кожухами пересечений и др.

Для проведения подобного анализа протекающих процессов (защитных, коррозионных, бактериологических и др.) использовались совмещенные данные обследований ВТД, состояния изоляционного покрытия, натурных обследований нефтепровода. Наложение данных результатов ВТД и других обследований на план и профиль нефтепровода, определение местоположения дефектных участков, трубной арматуры, других особенностей трубопровода дают свою картину причин образования дефектов, а также позволяют прогнозировать возможное развитие параметров дефектных участков в зависимости от их местоположения.

При планировании работ на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «Полоцктранснефть Дружба» сложилась практика обязательного анализа всех данных состояния нефтепроводов для наиболее эффективной организации ремонта дефектных участков.

Необходимо уделять особое внимание совместной ЭХЗ трубопроводов с организациями действующих коммуникаций, пролегающих в одном техническом коридоре, а также предотвращать вредное влияние токов защит на пересечениях этих коммуникаций.

Несмотря на 47 лет эксплуатации нефтепроводов, проводимые мероприятия по максимальному поддержанию электрохимической защиты, плановой замене изоляционного покрытия благодаря контролю за состоянием изоляционного покрытия, совместные действия служб и подразделений предприятия дали положительные результаты. В настоящее время мы не имеем протяженных участков нефтепроводов, требующих замены труб.

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОТЧЕТОВ И НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ВЫЯВЛЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ДЕФЕКТОВ ВНУТРИТРУБНЫМИ ДЕФЕКТОСКОПАМИ

А. А. Прохоренко

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

В настоящее время эффективность использования внутритрубной диагностики при эксплуатации нефтепроводов не вызывает сомнений. Это связано, в первую очередь, с усложняющимися задачами повышения надежности существующих трубопроводов. В этих условиях наиболее эффективным является использование комплексного обследования нефтепроводов с применением различных физических методов.

Внутритрубная диагностика нефтепроводов основана на использовании автономных приборов-дефектоскопов, движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемой нефти. Прибор снабжен аппаратурой (обычно ультразвуковой или магнитной) для неразрушающего контроля трубы, записи и хранения в памяти данных контроля и вспомогательной служебной информации, а также источниками питания для аппаратуры. Измерительная часть прибора состоит из множества датчиков (сенсоров), расположенных так, чтобы зоны чувствительности датчиков охватывали весь периметр трубы. Это позволяет избежать пропуска дефектов трубы.

Прибор вводится в контролируемый трубопровод через специальную камеру пуска-приема, проходит по трубе сотни километров, накапливая информацию о ее состоянии в бортовой памяти, а затем извлекается через аналогичную камеру. После выгрузки прибора информация считывается на внешний терминал, а затем расшифровывается, обрабатывается программой обработки данных, анализируется оператором и представляется в виде отчета.

На предприятии внутритрубную диагностику проводят с 1995 г. За это время накоплен большой опыт применения приборов-дефектоскопов разных типов, а также создана обширная база данных по выявленным дефектам.

Анализ отчетов и исходных данных внутритрубной дефектоскопии, дополнительный дефектоскопический контроль выявленных дефектов, аналитические расчеты и другие данные позволяют сделать некоторые выводы относительно полноты и достоверности получаемых результатов.

1. Использование комплексного обследования нефтепроводов с применением различных физических методов повышает достоверность внутритрубной диагностики.

2. Технические отчеты по диагностическому обследованию нефтепроводов содержат ошибки в части описания геометрических размеров аномалий, также не все дефекты, зарегистрированные дефектоскопами, отражены в заключительном отчете.

3. Необходимо в обязательном порядке проводить дополнительный анализ данных комплексного обследования при составлении планов выборочного ремонта нефтепровода.

4. Для получения наиболее достоверной информации о фактическом состоянии нефтепровода необходима периодическая смена диагностической компании-подрядчика.

5. Необходимо разработать отраслевые нормативно-методические документы по классификации выявляемых при ВТД дефектов по степени опасности.

В докладе выполнен анализ результатов проведения внутритрубной диагностики на предприятии ОАО «Гомельтранснефть Дружба».

УДК 669.017: 620.170

ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ МЕТОД УЛЬТРАЗВУКОВОГО СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА МЕТАЛЛОВ

Г. Х. Самигуллин

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

При выполнении диагностирования оборудования нефтегазовой отрасли возникает необходимость оперативного определения структурных параметров конструкционных материалов. Обычные методы имеют значительную трудоемкость, требуют специфического оборудования и навыков персонала, что затрудняет их применение при экспресс-анализе.

В НИИхиммаш (г. Москва) был реализован относительный двухчастотный метод ультразвукового структурного анализа [1], который был опробован при контроле величины зерна в образцах из нержавеющей хромоникелевой стали. Практическое использование относительного метода показало необходимость постоянной корректировки методики в зависимости от формы, размеров и состава контролируемого материала.

Для расширения области применения методики относительного ультразвукового структурного анализа в лабораторных условиях были подготовлены прямоугольные образцы из стали 20 (размеры 40 × 30 × 4 мм) и 09Г2С (50 × 30 × 4 мм) с различными размерами зерен. Указанные образцы

были исследованы с помощью ультразвукового эхоимпульсного дефектоскопа с фиксацией эхоамплитуд и параметров затухания эхосигнала в диапазоне частот 1,25...10,0 МГц с использованием призматических преобразователей 50°, 65°, 70° и 85°. Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что относительный метод ультразвукового анализа углеродистых и низколегированных сталей может быть успешно использован при экспресс-оценке структурных параметров элементов нефтегазового оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Химченко, Н. В. Неразрушающий контроль в химическом и нефтяном машиностроении / Н. В. Химченко, В. А. Бобров. – М. : Машиностроение, 1975. – 264 с.

УДК 620.17; 621. 791

ПРОГРЕССИВНЫЕ МЕТОДЫ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ В СИСТЕМЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. С. Снарский

*Белорусский национальный технический университет,
г. Минск, Республика Беларусь*

Вопросы гарантии надежности, а следовательно, и безопасности при эксплуатации различных ответственных металлических конструкций были и остаются актуальными, в том числе и для объектов трубопроводного транспорта.

Основная концепция, используемая при диагностике, четкая и универсальная для любых металлических конструкций. Для оценки состояния используется подход, основанный на принципе безопасной эксплуатации по техническому состоянию. В качестве определяющих параметров технического состояния принимаются параметры, изменение которых может привести объект в неработоспособное, неисправное или предельное состояние. В рассматриваемом случае (при диагностике магистральных трубопроводов с использованием разработанной и предлагаемой к внедрению методологии) этими параметрами являются снижение механических свойств металла, деградация структуры металла, повышение уровня напряжений в конструкции свыше допустимых отбраковочных величин.

На основании проведенных исследований установлен минимальный набор методов неразрушающего контроля, позволяющих, по-нашему мнению, объективно оценить состояние металла практически в любой доступ-

ной точке контролируемой конструкции. К указанным методам относятся следующие.

1 метод – визуальный контроль, используется наиболее широко. Предлагается применять для оценки фактического состояния трубопроводов и других конструкций, выявления наружных дефектов, коррозионных повреждений с целью поиска наиболее слабых критических мест диагностируемой конструкции.

2 метод – магнитный (коэрцитиметрический) метод. Предлагается применять для уточнения критических областей конструкции – областей с высокой вероятностью возникновения разрушений. Метод позволяет выявлять критические области конструкции (как правило, участки сварных соединений) с максимальным уровнем внутренних напряжений по значениям замеренной коэрцитивной силы [1].

3 метод – дюрометрический. Предлагается применять для оценки уровня механических свойств металла (в первую очередь, металла сварных соединений) по параметрам отпечатка индентора после измерения твердости переносными твердомерами по Виккерсу [2]. Метод позволяет без вырезки образцов из конструкции определять пределы прочности, текучести, относительные удлинения и сужение металла, а также определять ударную вязкость металла. В сочетании с методами 1 и 2 является эффективным инструментом в оценке фактического состояния диагностируемого объекта.

4 метод – металлографический (полевая металлография). Позволяет проводить оценку структуры и уровня ее деградации непосредственно на конструкции за счет использования переносного микроскопа [3]. Данный метод предлагается использовать как дополнительный при возникновении спорных вопросов.

Указанные методы в отдельности, а также в сочетании друг с другом показали свою эффективность в применении для целого ряда различных металлических конструкций: сосудов, работающих под давлением, железнодорожных котлов-цистерн, башенных кранов. В связи со всем вышесказанным предлагается более широко применять данные прогрессивные методы неразрушающего контроля при диагностике объектов трубопроводного транспорта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Магнитный контроль (по коэрцитивной силе) напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса стальных металлоконструкций / Г. Я. Безлюдько [и др.] // Заводская лаборатория. – 1999. – № 9. – Т. 65. – С. 53 – 57.

2. Снарский, А. С. Определение физико-механических характеристик материала неразрушающим способом / А. С. Снарский, А. В. Крыленко // Вестник ПГУ, серия С: Фундаментальные науки. – 2005. – № 10. – С. 133 – 137.

3. Методология оценки фактического состояния потенциально опасных объектов / Ф. И. Пантелеенко, А. С. Снарский, В. Е. Котов, В. А. Писарев // Промышленная безопасность. – 2007. – № 10. – С. 16 – 20.

ПРОБЛЕМЫ БЕСКОНТАКТНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ОТСЛОЕНИЙ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ С ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ

В. С. Цих, А. В. Яворский

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

При обследованиях магистральных нефте- и газопроводов важной задачей является контроль состояния их изоляционных покрытий. Результат проведенных исследований должен включать информацию о присутствии тех или иных повреждений изоляции подземных нефтегазопроводов. Перспективным направлением таких исследований является использование бесконтактных методов контроля состояния изоляционных покрытий. Бесконтактные методы диагностики являются более дешевыми, поскольку не нуждаются в раскрытии грунта для проведения исследований. Однако такие методы наряду с преимуществами имеют и существенные недостатки. Главным недостатком бесконтактных методов контроля состояния изоляционного покрытия подземных нефте- и газопроводов является возможность указания только приблизительного места имеющегося дефекта, без возможности его точной идентификации.

Кроме того, существуют дефекты, выявление которых в определенных условиях невозможно. В первую очередь, это касается отслоений изоляционного покрытия в случае отсутствия непосредственного контакта тела трубопровода с грунтовым электролитом. Выявить такие повреждения можно только в случае поднятия грунтовых вод выше уровня залегания подземного трубопровода и, соответственно, выше имеющегося дефекта изоляции. Опасность таких дефектов изоляции может быть намного выше в связи с возможностью развития коррозионных процессов металла трубопровода в местах отслоений. На рисунке 1 изображен пример отслоения изоляционного покрытия магистрального трубопровода.

Таким образом, проблема бесконтактного определения мест отслоений изоляционного покрытия подземных нефте- и газопроводов является актуальной в настоящее время. Первым шагом в решении проблемы, по мнению авторов, должен стать подробный анализ электрических параметров исследуемого нефтегазопровода. На рисунке 2 изображена эквивалентная электрическая схема замещения подземного участка трубопровода без заметных сквозных дефектов. Подобный анализ уже использовался в ряде

работ при исследованиях распространения сигналов в подземном трубопроводе и при определении его сопротивления изоляции [1, 2]. В случае наличия сквозных дефектов или отслоений изоляционного покрытия нужно рассматривать усложненные схемы с добавлением дополнительных емкостей и сопротивлений. Именно эта задача и есть следующий шаг в решении проблемы определения мест отслоения изоляционного покрытия.



Рис. 1. Пример отслоения изоляционного покрытия магистрального трубопровода

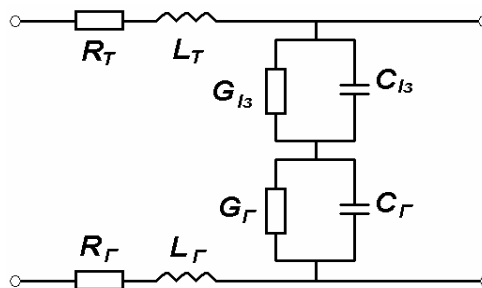


Рис. 2. Электрическая схема замещения подземного участка трубопровода на переменном токе:

- R_T, L_T – сопротивление и индуктивность трубопровода;
- $R_Г, L_Г$ – сопротивление и индуктивность грунта;
- $G_Г, C_Г$ – проводимость и емкость грунта;
- G_{I_3}, C_{I_3} – проводимость и емкость изоляционного покрытия

ЛИТЕРАТУРА

1. Джала, Р. М. Електромагнітні обстеження і контроль корозії трубопроводів // Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник / Р. М. Джала, під ред. В. В. Панасюка. – Т. 5: Неруйнівний контроль і технічна діагностика / під ред. З. Т. Назарчука. – Львів : ФМІ ім. Г. В. Карпенка. – 2001. – С. 263 – 330.

2. Дикмарова, Л. П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных трубопроводов / Л. П. Дикмарова // Відбір і обробка інформації. – 1998. – № 12(88). – С. 26 – 30.

ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ НАЛИЧИИ ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ

А. В. Яворский, С. П. Ващишак, П. Н. Райтер, И. В. Рыбицкий
*Ивано-Франковский национальный технический университет нефти
и газа, г. Ивано-Франковск, Украина*

Проблема обеспечения надежной и долговременной механической устойчивости инженерных сооружений значительной длины все чаще рассматривается в плоскости оценки и прогнозирования происходящих в земной коре процессов. Магистральные нефте- и газопроводы, как линейные системы значительной длины, пересекают на своем пути зоны со значительно отличающимися по свойствам геологическими условиями. Увеличение уровня напряжений и содержания агрессивных веществ в геодинамических зонах (ГДЗ) способствует активизации подземной и стрессовой коррозии, росту трещин и, как следствие, росту количества отказов подземных нефте- и газопроводов, увеличивая вероятность возникновения аварийных ситуаций [1].

Геодинамическое картирование в большинстве случаев невозможно выполнить в полном объеме с помощью традиционных инженерно-геологических исследований. Поэтому трассировку и изучение ГДЗ эффективнее всего осуществлять с помощью геофизических методов. Одними из наиболее перспективных методов выявления разных блоков горных массивов, трассировки ГДЗ и оценки их показателей, с нашей точки зрения, являются электромагнитные. Стоимость таких работ оказывается в десятки раз более низкой, а информативность существенно выше, чем у традиционных инженерно-геологических исследований [2].

С целью оценки геодинамической активности почв в зоне пролегания магистральных нефте- и газопроводов учеными кафедры технической диагностики и мониторинга Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа (Украина) разработана мобильная система мониторинга «Пошук-1» (рис.).



Рис. Мобильная система мониторинга геодинамической активности «Пошук-1»:
1 – измерительный блок; 2 – блок преобразования частоты; 3 – кабель

Работа системы базируется на принципах электродинамической интроскопии приповерхностного слоя Земли – измерении изменений постоянного и переменной составляющих геоэлектрического поля на высоте до 1 м над поверхностью Земли. Методика исследований заключается в непрерывном сканировании земной поверхности с целью выявления неоднородности почвы нерудной природы и напряжений в грунтовом массиве на глубине до 10 м. Разработанная система позволяет локализовать активные ГДЗ и тектонические нарушения, обнаруживать скрытые трещины отрыва почв и плоскости скольжения грунтовых масс на участках склонов, обнаруживать плановые положения коллекторов грунтовых вод и рассчитывать их мощности.

На практике данная система мониторинга была успешно применена при обследовании участка магистрального газопровода «Союз» (1152 – 1154 км). Работы проводились с целью выявления геофизических аномалий, связанных с нарушением однородности структуры почв в районе прокладки участка газопровода и определения возможного изменения динамики почв, которая может привести к нарушению целостности газопровода на данном участке. Анализ результатов исследований с помощью системы «Пошук-1» позволил сделать вывод, что причина активности сдвига в зоне участка контроля – грунтовая вода в приповерхностной области.

Проведенные исследования свидетельствуют, что реализация разработанных средств и предложенной методологии геодинамического картирования в зоне прокладки магистральных нефте- и газопроводов на базе анализа деформирования фонового электромагнитного поля способствует существенному снижению экологических, технических и социально-экономических рисков в процессе их эксплуатации трубопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геодинамическая активность и безопасная эксплуатация магистральных нефтегазопроводов / С. П. Лебедич, В. Л. Дворников [и др.] // Горный вестник. – 1998. – № 4. – С. 35 – 36.
2. Давлетов, М. И. Результаты применения геофизического прибора ИГА-1 в геоэкологии, геодинамике, трубопроводном транспорте Башкирии / М. И. Давлетов, Г. Т. Турикешев, Ю. П. Кравченко // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: материалы VIII Межрег. геолог. конф. – Уфа : ИГУНЦ РАН, 2010. – С. 106 – 108.

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

УДК 622.831

О ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА, УКЛАДЫВАЕМОГО НА БОЛЬШИЕ ГЛУБИНЫ С ПОМОЩЬЮ СТРИНГЕРА

М. Г. Акберов

*Азербайджанская государственная нефтяная компания,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

Для увеличения глубины укладки и безопасного производства работ по укладке трубопровода на больших глубинах обычно используются технологии, предусматривающие применение стрингеров различного конструктивного исполнения. В данной статье рассмотрены следующие технологические варианты укладки со стрингером:

1) часть трубопровода, конец которого поднят на высоту, равную глубине моря, лежит на прямолинейном стрингере. Для этой постановки составлены уравнения равновесия, геометрические соотношения и закон Гука с учетом геометрической нелинейности отдельно для провисающей части и части, лежащей на стрингере. Получены аналитические решения для обоих участков. Из условия непрерывности оси и угла ее наклона на нижнем конце стрингера определены произвольные функции интегрирования. Получены выражения для равномерно распределенного напряжения, для напряжения от изгиба и для продольно-растягивающего напряжения по длине трубопровода;

2) часть трубопровода, конец которого поднят на высоту, равную глубине моря, лежит на дугообразном стрингере. Радиус кривизны оси стрингера принимается известным. Для этого случая определены равномерно распределенные напряжения по поперечному сечению, напряжения от изгиба и продольно-растягивающие напряжения;

3) конец горизонтально лежащего трубопровода поднят на высоту, равную глубине моря, а часть его лежит на жестком стрингере, который держится в этом положении с помощью растягивающей силы. Для этого случая определены оптимальный профиль и длина по критерию равнопрочности.

Во втором и третьем случаях уравнения равновесия и геометрические соотношения составлены с учетом геометрической нелинейности из-за наличия больших относительных перемещений. Для этих вариантов получены

выражения для равномерно распределенного по поперечному сечению напряжения, напряжения от изгиба и продольно растягивающего напряжения. Составлены условия прочности, на основе которых определены максимальные глубины укладки для рассмотренных вариантов. Определены также минимально допустимые значения радиуса кривизны провисающего участка трубопровода в зависимости от значения силы натяга на судне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллаев, Г.Т. Напряженно-деформированное состояние искривленного полубесконечного стержня / Г.Т. Абдуллаев, А.С. Гулгазли, Г.А. Исмаилов // Изв. АН Азерб. ССР. Сер. физ.-техн. и матем. наук. – 1984. – № 5. – С. 122 – 126.
2. Айнбиндер, А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. – М.: Недра, 1982. – 344 с.
3. Атаров, Н.М. Расчет на прочность подводных трубопроводов при свободном нагружении / Н.М. Атаров, М.А. Белов // Строительство трубопроводов. – 1979. – № 12. – С. 19 – 20.

УДК 666.972.16:006.354;624

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОДВОДНЫХ ТЕЧЕНИЙ НА ПРОЦЕСС ПРОКЛАДКИ ГЛУБОКОВОДНЫХ ПРОДУКТОПРОВОДОВ

М. Г. Акберов¹, Р. М. Абышова²

¹*Азербайджанская государственная нефтяная компания,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

²*Азербайджанская государственная нефтяная академия,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

При укладке подводного трубопровода на большие глубины имеют место большие деформации. Поэтому при расчетах на прочность провисающей части трубопровода необходим учет геометрической нелинейности [1]. Для вывода выражений по напряжениям система координат выбрана с таким расчетом, чтобы ее начало было совмещено с точкой соприкосновения трубопровода с морским дном. Ось x направлена горизонтально в направлении укладки, ось y – горизонтально, перпендикулярно оси x , ось z – вертикально вверх. Предполагается, что до начала деформирования трубопровод расположен на дне в направлении оси x , а конец трубопровода приподнят на высоту H , где H – глубина водоема. Тогда точка с координатами $(x, 0, 0)$ до деформации трубопровода занимает положение, определяемое координатами (ξ, η, ζ) после деформации. Если обозначить компоненты вектора перемещения точки через $u(x), v(x), w(x)$, то между коор-

динатами до деформации (переменные Лагранжа) и после деформации (переменные Эйлера) существуют нижеследующие зависимости:

$$\left. \begin{aligned} \xi &= x + u(x) \\ \eta &= \vartheta(x) \\ \zeta &= w(x) \end{aligned} \right\}. \quad (1)$$

Уравнения равновесия элемента длиной $d(x)$ до деформации и длиной ds после деформации имеют вид [2]:

$$\frac{d}{ds} \left(T \cdot \frac{d\xi}{ds} \right) = 0; \quad \frac{d}{ds} \left(T \cdot \frac{d\eta}{ds} \right) = -q; \quad \frac{d}{ds} \left(T \cdot \frac{d\zeta}{ds} \right) = g, \quad (2)$$

где T – сила натяжения;
 g – вес единицы длины;
 q – сила давления подводного течения на единицу длины.

$$ds = \sqrt{(d\xi)^2 + (d\eta)^2 + (d\zeta)^2}. \quad (3)$$

Подстановкой (1) в (3) для $d\zeta$ получается выражение вида

$$ds = \sqrt{(1+u')^2 + v'^2 + w'^2} dx. \quad (4)$$

Относительное удлинение с учетом геометрической нелинейности и равенства (4) может быть определено как

$$e_x = \frac{ds - dx}{dx} = \sqrt{(1+u')^2 + v'^2 + w'^2} - 1. \quad (5)$$

Из закона Гука

$$T = E \cdot e_x = E \left(\sqrt{(1+u')^2 + v'^2 + w'^2} - 1 \right), \quad (6)$$

где E – модуль Юнга материала трубы.

Из условия прочности провисающей криволинейной части трубопровода после некоторых преобразований определяется выражение для вычисления силы натяга:

$$[T] = P_0 S \cdot \left(\frac{[\sigma] - \sqrt{[\sigma]^2 - 4P_0 ER}}{2P_0} + H \right), \quad (7)$$

где $[T]$ – допускаемое значение силы натяга;

$$P_0 = \sqrt{q_0^2 + g_0^2};$$

q_0 и g_0 – значения q и g для недеформированной трубы;

$[\sigma]$ – допускаемое значение напряжения при растяжении;

R – внешний радиус трубы;

H – глубина укладки.

Формула (7) позволяет определять силу натяга для безопасной укладки трубопровода в зависимости от глубины укладки, механических и геометрических характеристик трубопровода, а также от силы давления подводных течений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гулгазли, А.С. О геометрических соотношениях при учете геометрической нелинейности / А.С. Гулгазли // Материалы междунар. конф., посвящ. 80-летию акад. Я. Дж. Мамедова, Баку, 27 – 28 дек. 2010 г. – С. 189 – 191.

2. Гасанов, Р.А. Об уравнениях равновесия трубопровода, укладываемого на большие глубины / Р.А. Гасанов, А.С. Гулгазли, М.Г. Акперов // Материалы междунар. конф., посвящ. 80-летию акад. Я. Дж. Мамедова, Баку, 27 – 28 дек. 2010 г. – С. 188 – 189.

УДК 621.926

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ТРАНСПОРТНОГО ПРОДУКТА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ПОДВОДНОГО ПРОДУКТОПРОВОДА

Р. А. Гасанов¹, А. С. Гулгазли², М. Г. Акперов², Ф. К. Байрамова¹

*¹Азербайджанская государственная нефтяная академия,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

*²Азербайджанская государственная нефтяная компания,
г. Баку, Азербайджанская Республика*

Известны две технологии укладки подводных продуктопроводов:

- укладка в подводную траншею, заранее проведенную вдоль маршрута укладки;
- укладка непосредственно по дну моря. Эта технология реализуется при отсутствии благоприятного обстоятельства для выполнения первой технологии (например, когда дно моря скалистое).

При выполнении второго варианта нередко подводные течения уносят грунт из под трубы и некоторая часть трубопровода остается подвешенной. При транспортировке по трубопроводу горячего продукта температура трубы увеличивается и возникают температурные напряжения. Это способствует в свою очередь потере устойчивости провисающей части трубопровода в виде выпучивания вверх. Во избежание подобных явлений продуктопровод, предназначенный для транспортировки горячего продукта, выполняется двухслойным (рис.).

Между слоями располагаются стержни из материала с низкой теплопроводностью. По образовавшимся пустотам нагнетается воздух или газ. Это буферное пространство, заполняемое воздухом или природным газом, охраняет внутреннюю трубу от охлаждения течениями и морской водой.

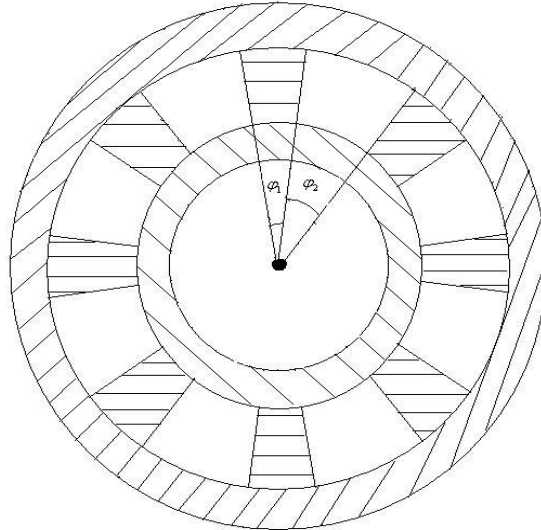


Рис. Схема поперечного сечения трубопровода

Для расчета провисающей части трубопровода на устойчивость эта часть моделируется в виде стержня, концы которого жестко заземлены.

В этом случае критическая сила и температуры напряжения определяются по формулам [1]:

$$\sigma_{kp} = \frac{P_{kp}}{S} = \frac{4\pi^2 EJ}{Sl^2}, \quad \sigma_t = \alpha E \cdot \Delta T, \quad (1)$$

где E – модуль Юнга материала трубы;

l – длина провисающей части трубопровода;

J – момент инерции поперечного сечения относительно главной оси сечения;

α – коэффициент температурного расширения;

ΔT – перепад температуры.

Как видно из рис.,

$$J = J_1 + J_2 + J_3, \quad (2)$$

где J_1 – осевой момент инерции внутренней трубы;

J_2 – момент инерции стержневой системы между трубами;

J_3 – момент инерции внешней трубы.

Для предотвращения выпучивания должно выполняться условие $\sigma_t < \sigma_{kr}$,

или

$$\frac{4\pi^2 EJ}{Sl^2} > \alpha E \Delta T,$$

откуда

$$J > \frac{Sl^2 \alpha \Delta T}{4\pi^2}. \quad (3)$$

После вычисления S , J_1 , J_2 , J_3 и учета их выражений в (3) имеем:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{4}(D_4^4 + D_2^4 - D_3^4 - D_1^4) + \frac{na}{2m}(D_3^4 - D_2^4) \succ \\ & \succ \frac{\ell^2 \alpha \Delta T}{\pi^2} \left[D_4^2 + D_2^2 - D_3^2 - D_1^2 + \frac{n\pi}{2m}(D_3^2 - D_2^2) \right], \end{aligned} \quad (4)$$

где D_1 и D_2 – соответственно внутренний и внешний диаметры внутренней трубы;

D_3 , D_4 – соответственно внутренний и внешний диаметры наружной трубы;

$$m = \frac{(1+k)n}{2}, \quad k = \frac{\phi_2}{\phi_1}.$$

Неравенство (4) связывает геометрические и физические характеристики провисающей части трубопровода. Выполнение неравенства (4), на основании которого имеется возможность решения различных проектных задач для строительства подводного продуктопровода с вариантом его укладки в подводную траншею на дне моря, обеспечивает устойчивость провисающей части трубопровода

ЛИТЕРАТУРА

1. Феодосьев, В.И. Сопrotивление материалов / В.И. Феодосьев. – М., 1970. – С. 544.
2. Бородавкин, П.П. Подводные трубопроводы / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин, О.Б. Шадрин. – М.: Недра, 1979. – С. 415.

УДК 631.348

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМОГО ЗНАЧЕНИЯ СЕКЦИИ ТРУБОПРОВОДА, ПОГРУЖАЕМОГО НА БОЛЬШИЕ ГЛУБИНЫ

**Р. А. Гасанов¹, М. И. Мустафаев², М. Г. Акперов²,
Р. М. Абышова¹, Ф. К. Байрамова¹**

¹Азербайджанская государственная нефтяная академия,
г. Баку, Азербайджанская Республика

²Азербайджанская государственная нефтяная компания,
г. Баку, Азербайджанская Республика

В работе рассмотрено напряженно-деформированное состояние подводного трубопровода, находящегося под действием различных силовых факторов.

Целью работы является моделирование нагружения трубопроводной секции для определения предельного расстояния между двумя утяжелителями подводного трубопровода при его погружении на большие глубины.

Как известно, при погружении трубопровод наполняется водой, а для сохранения прочности армируется бетонным покрытием. Такая трубопроводная секция подвергается действию веса заполняющей ее водной массы, сил тяжести трубопровода и огибающего его бетона, выталкивающей архимедовой силы, а также подводных течений. Предполагается, что вес трубопровода, заполненного водой, бетона, огибающего трубопровод, и архимедова сила действуют вертикально, а подводные течения – горизонтально.

Обозначив внешний и внутренний диаметр трубопровода через D и d , объемный вес морской воды, бетона, стали – соответственно ρ_w, ρ_b и $\rho_{ст}$, скорость подводного течения – v , ускорение свободного падения – g , вычисляют силы, действующие на 1 м длины трубопровода. К ним относятся вес воды, заполняющий трубопровод, его собственный вес и выталкивающая сила воды – архимедова сила.

Так как толщиной бетонной оболочки заранее не задавались, вес бетона сразу не определяется. Внешний диаметр бетонной оболочки D_b определен из неравенства, полученного следующим утверждением: сумма сил тяжести воды, трубы и бетона должна быть больше, чем архимедова сила.

По значениям D_b по известным формулам вычислены давление подводного течения, приходящееся на 1 м длины трубопровода, и вес бетонной оболочки единичной длины.

Рассмотрено деформационное состояние секции трубопровода между утяжелителями и определены внутренние усилия в ее сечениях. В итоге суммированием всех вертикальных и горизонтальных сил получена результирующая сила.

Так как жесткость трубопровода во всех направлениях одинакова, напряженно-деформированное состояние от направления результирующей силы не зависит. Выведена формула для определения приведенной жесткости трубопровода. Определено условие прочности для секции трубопровода, который представлен кривым брусом малой кривизны. В это условие входит расстояние между утяжелителями в четвертой степени. Исходя из этого условия рассчитывается предельно допустимое расстояние между двумя утяжелителями, позволяющее осуществлять безаварийное нагружение трубопроводной секции, равной этому расстоянию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородавкин, П.П. Подводные трубопроводы / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин, О.Б. Шадрин. – М.: Недра, 1979. – 375 с.

2. Герштейн, М.С. Погружение подводных трубопроводов на большие глубины / М.С. Герштейн, Б.Н. Крупкин. – М.: Недра, 1979. – 248 с.

3. Бородавкин, П.П. Строительство магистральных трубопроводов в сложных условиях / П.П. Бородавкин, А.Х. Синарчин. – М.: Недра, 1965. – 318 с.

УДК 622.692.4

К ВОПРОСУ ВЫБОРА РАСЧЕТНЫХ СХЕМ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ОПОЛЗНЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД

М. И. Гидзяк, И. П. Гидзяк

*Ивано-Франковское областное бюро технической инвентаризации,
г. Ивано-Франковск, Украина*

Известно, что при сооружении магистральных трубопроводов в горных районах, особенно на поперечных склонах, используется специальная инженерная конструкция в виде полки, а также сооружаются временные подъездные дороги. В процессе производства этих работ на больших участках ведется вырубка леса, подрезание склонов и др. При этом обнажаются коренные породы. Выполнение необходимого комплекса работ приводит к изменению равновесного состояния грунтовых масс на склоне, разрушению поверхностного слоя грунта и дернового покрытия, которые защищают нижележащие слои грунта от размывания и выветривания, особенно в период длительной эксплуатации. В связи с этим создаются предусловия образования, формирования и развития оползневого процесса на данных участках, что в свою очередь влияет на безопасную работу трубопровода в целом.

Для того чтобы дать оценку устойчивости оползневых участков, необходимо правильно определить скорость движения грунтовых масс, выбрать расчетную схему с учетом особенности геологического строения склонов, т.е. произвести генерализацию геологических разрезов в виде расчетных схем.

Основными признаками распознавания оползневых процессов на склоне являются:

- их форма (значительно вытянутая в плане, грушевидная);
- состояние грунта в граничном слое (слой, где скорость движения грунта меняется от нуля к максимуму);
- характер изменения скорости (движение грунта со скоростью от миллиметров до метров и больше);
- прямая зависимость активности и скорости от атмосферных осадков.

Опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, проложенных в оползневых участках, показывает, что развитие сформировавшихся оползней можно описать тремя схемами:

1. Если оползень сформировался в слое элювия на участке с крутым несогласованным падением пластов, то расчетную схему принимают в виде жесткого закрепления по контуру. В этом случае скорость движения грунта изменяется от нуля до максимума V_{\max} . Эпюра изменения скорости описывается параболами снизу вверх и от бортов к середине потока вследствие большого трения по дну и бортам.

2. Если оползень сформировался в слое элювия на участке с крутым согласованным падением пластов и при наличии смазки из грунта с нарушенной структурой относительно низкой вязкости, на контакте выветренных пород возможно заметное ускорение движения потока. Тогда расчетную схему принимают без закрепления по контуру. В этом случае скорость движения грунта будет состоять из суммы постоянной скорости V_1 и переменной скорости V_2 , которая изменяется по закону параболы снизу вверх.

3. Для оползней, сформировавшихся как вторичные на теле древних или современных оползней, в которых вдоль бортов и дна образуются пограничные слои из перемятых глинистых пород с вязкостью, больше вязкости новообразовавшегося слоя оползня, расчетную схему принимают в виде упругого закрепления.

Таким образом, выбор расчетных схем и граничных условий позволяет учесть особенности геологического строения склона и этапы развития оползневого процесса и прогнозировать возникновение оползневых процессов, что дает возможность определить напряженно-деформированное состояние трубопровода и тем самым сделать достоверный прогноз безопасной эксплуатации магистрального трубопровода в целом.

УДК 622.692.4.004.67

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРНО-БИТУМНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ РЕМОНТЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Р. Р. Гиззатуллин¹, М. А. Аль-Шумайри², А. М. Русь³

¹ООО НПФ «АДА», г. Уфа, Российская Федерация

²ООО «Белпромизоляция», г. Новополоцк, Республика Беларусь

³ОАО «Белтрансгаз», г. Минск, Республика Беларусь

Надежность систем магистрального трубопроводного транспорта является важнейшим фактором стабильности и роста экономики страны, позволяющим государству обеспечивать поставки энергоносителей как для внутренних потребностей страны, так и обеспечивая их транзит.

Состояние трубопроводного транспорта Республики Беларусь в последнее время характеризуется стабилизацией их протяженности и отсутствием массового строительства новых трубопроводов. Фактически, система трубопроводов страны вступила в новый качественный период – период реконструкции и ремонта магистральных трубопроводов.

Одним из требований надежной и безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов является обеспечение эффективной защиты труб от коррозии металла в течение всего срока эксплуатации трубопровода. Это может быть достигнуто применением надежных изоляционных покрытий, сохраняющих свои защитные свойства в течение всего срока эксплуатации объекта.

В настоящее время при производстве работ по ремонту изоляционных покрытий трубопроводов все большее применение находят комбинированные покрытия на основе полимерно-битумных материалов. Конструкция данных материалов, как правило, состоит из полимерной основы с нанесенным на нее с одной стороны слоем мастичного материала толщиной 1,5 – 2,0 мм. Полимерная основа герметизирует мастичную часть от контакта с окислителями, находящимися в окружающем трубопровод грунте, предупреждая старение и охрупчивание битумной мастики. В то же время наличие в покрытии мастичного слоя, непосредственно контактирующего с поверхностью трубы, обладающего определенной вязкостью, пластичностью и достаточной толщиной, позволяет переносить без повреждения изоляции небольшие поперечные или продольные подвижки грунта или трубы, которые имеют место при эксплуатации трубопровода, и не терять адгезию покрытия к металлу. Нанесение данного покрытия на трубопровод осуществляется по грунтовке, основные требования к которой выражаются в высокой смачиваемой способности поверхности и родственности по составу к мастичной части и к остаткам старой изоляции. Для механической защиты покрытия при засыпке изолированного участка трубопровода используется защитный слой. Требования к материалам защитного слоя ограничиваются механической прочностью.

Опыт применения таких покрытий выявил ряд положительных качеств данных материалов:

- применение покрытия не требует высокой степени подготовки поверхности изолируемого трубопровода;
- отсутствие необходимости предварительного подогрева поверхности трубы и изоляционных материалов;
- покрытие хорошо сочетается со всеми видами изоляции, которые используются на трубопроводах;
- при использовании соответствующих сезонных марок материалов изоляционные работы можно выполнять круглый год;

– простота технологии нанесения покрытия, не требующей промежуточной просушки грунтовки, как при ручном, так и при механизированном способе;

– нанесение мастичного слоя по мокрой грунтовке обеспечивает хорошее смачивание поверхности металла, а толщина слоя пластичной мастики способствует заполнению неровностей поверхности, в т.ч. околошовных зон;

– покрытию присуще свойство «самозалечивания» дефектов.

В заключение можно сделать вывод о том, что опыт применения комбинированных покрытий на основе полимерно-битумных материалов позволяет оптимистично оценивать перспективу увеличения объема использования данных покрытий, в т.ч. на объектах систем магистрального трубопроводного транспорта. Для обеспечения потребности в данных материалах на территории Республики Беларусь на базе ООО «Белпромизоляция» в ближайшем будущем планируется организовать производство комбинированных покрытий на основе полимерно-битумных материалов.

УДК 622.831

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА УКЛАДКИ МОРСКИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

В. М. Ковех, И. Н. Курганова, И. Ю. Морин, Г. А. Алексахин

*ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка
Московской области, Российская Федерация*

В докладе рассмотрены два метода расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода, реализуемого при укладке морских магистральных газопроводов. Первый метод является аналитическим и основан на теории гибких стержней, позволяющей учесть геометрическую нелинейность задачи, связанную с большими перемещениями оси трубы. Второй метод основан на методе конечно-элементного моделирования процесса укладки и дает возможность учесть геометрическую и физическую (пластичность материала трубы и бетонного покрытия) нелинейности, а также особенности деформирования трубопровода на трубоукладочном судне (ТУС) при строительстве.

Приведены примеры расчета процесса укладки морского газопровода стингерным и J - методами. Рассмотрено влияние технологического натяжения трубопровода на ТУС на уровень напряжений и деформаций основного металла трубы и зоны монтажных кольцевых сварных соединений.

ВЛИЯНИЕ ПОЛНОТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ НА МЕТОДЫ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

В. М. Ковех, Е. Н. Овсянников, М. Ю. Панов
*ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка
Московской области, Российская Федерация*

В докладе представлен многоуровневый подход к оценке работоспособности кольцевых сварных соединений, который может использоваться как во время строительства, так и на стадии эксплуатации магистральных газопроводов.

В зависимости от объема имеющихся исходных данных (механические свойства основного металла и металла сварных соединений, нагруженность участка газопровода, характеристики диагностического оборудования и др.) возможны следующие методы оценки работоспособности кольцевых сварных соединений:

– оценка работоспособности сварных соединений только на основе нормативных значений механических свойств металла и характеристик трубы (традиционная оценка);

– расчетная оценка работоспособности сварных соединений на основе нормативных значений механических свойств и характеристик трубы, минимального объема фактических значений механических свойств материала (ударная вязкость сварного шва) и определения нагрузок на трубопровод;

– расчетная оценка работоспособности сварных соединений на основе использования расширенного алгоритма расчета прочности сварного соединения с обнаруженными дефектами при учете фактических механических свойств основного металла и металла сварного шва, экспериментально установленных характеристик трещиностойкости и определения нагрузок на трубопровод.

Расчетные методы оценки основаны на использовании критериев нелинейной механики разрушения и предельной пластичности.

Использование различных подходов к оценке работоспособности кольцевого сварного соединения с дефектами в зависимости от наличия исходных данных позволяет снизить консервативность норм оценки качества сварных соединений по сравнению с традиционными (табличными) нормами при сохранении высоких требований к надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ, ОБРАБОТАННЫХ ГРАТОСНИМАТЕЛЕМ

Б. В. Копей, Т. П. Венгрынюк

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

При эксплуатации различных трубопроводов, сваренных контактно-стыковой сваркой, часто возникают нагрузки, приводящие в некоторых случаях к разрушению сварных соединений. Поломка, как правило, происходит в шовной зоне – у грата или в зоне термического влияния. В настоящее время при строительстве трубопроводов различного назначения, в т.ч. и при креплении скважин обсадными колонами, используются гратосниматели ударного принципа действия, которые обеспечивают равномерное удаление внутреннего грата по всему периметру стыка [1]. Грат образуется по линии сварки в виде шлакометаллического выступа, который уменьшает проходное сечение трубопровода и снижает его производительность. Грат также увеличивает местную жесткость трубопровода в зоне сварных труб, что приводит к концентрации напряжений в соединениях и их дальнейшим поломкам.

В настоящее время недостаточно изучено влияние известных способов удаления грата на механические свойства сварных соединений. Имеются некоторые работы [2], где приводятся данные о свойствах сварных швов, обработанных гратоснимателем. Особый интерес представляет изучение закономерностей разрушения сварных соединений, выполненных контактной стыковой сваркой, после удаления грата в случае их динамического нагружения.

Нами была поставлена задача оценить влияние способа снятия грата на прочностные свойства сварных соединений при статическом, ударном и циклическом нагружении. Исследовали две группы образцов, вырезанных из тела сваренных труб: из стали X20 и 17Г1С.

В представленной работе приведены данные экспериментальных исследований по влиянию способа снятия грата на прочностные свойства сварных соединений трубопроводов нефтегазовой промышленности при статическом, динамическом и циклическом нагружениях. Установлено, что ударная вязкость образцов, обработанных гратоснимателем, в 1,7 раза выше, чем обработанных механическим способом на токарном станке. Предел выносливости сварных соединений образцов в коррозионной среде составляет ~50 МПа для обоих способов снятия грата.

Наблюдения за скоростями роста усталостных трещин в образцах с остаточным гратом показали, что их величины возрастают с момента зарождения до критического состояния, предшествующего поломке, с $5 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл. Зарождение трещин в сварном соединении происходит в

раннем периоде работы образцов, составляющем 8 – 12 % ресурса от начала испытаний до поломки.

Таким образом, проведенные исследования показали, что гратосниматели ударного принципа действия оказывают положительное влияние на механические свойства сварных соединений благодаря характеру термомеханического упрочнения, заключающегося в пластической деформации металла при срезании грата в награтном состоянии. Применение гратоснимателей позволяет увеличить долговечность сварных соединений технологических трубопроводов (табл.).

Таблица

Результаты усталостных испытаний образцов со снятым гратом

№ образца	N, млн циклов		h, мм	r, мм
	механическим способом	гратоснимателем		
1	–	0,846		
2	–	1,2	3,0	4 – 5
3	2,1	–	3,0	4 – 5
4	4,58	–	2,0	4 – 5
5	–	0,591	2,0	2 – 3
6	2,085	–	1,0	2 – 3
7	–	0,40	2,5	2 – 3
8	0,602	–	2,0	2 – 3

ЛИТЕРАТУРА

1. Борецкий, В.Г. Устройство для удаления внутреннего грата при контактной стыковой сварке обсадных труб над устьем скважин / В.Г. Борецкий, Ю.В. Скульский // Бурение ВНИИОЭНГ. – 1977. – № 9. – С. 140 – 143.
2. Головка для зачистки концов труб: а.с. / Е.И. Шелепин, П.И. Огородников, Ю.С. Замора, В.Г. Борецкий, Ю.В. Скульский, С.В. Величкович, Р.В. Горбачевский; Ивано-Франковский институт нефти и газа. – 1972. – № 28. – С. 40.

УДК 622.243.23:622.692.4.053

ПУТИ УМЕНЬШЕНИЯ УСИЛИЯ ПРОТАСКИВАНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ СПОСОБОМ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

М. Ю. Котов, А. С. Макаров

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

При строительстве переходов трубопроводов с применением наклонно-направленного бурения (ННБ) существуют ограничения, связан-

ные с максимальным диаметром протаскиваемой трубы и протяженностью перехода. Эти ограничения обусловлены значительными величинами усилия, необходимого для протаскивания трубопровода. В настоящее время существуют буровые установки, развивающие тяговое усилие до 4000 кН, при этом максимальная длина бурения составляет 1500 м. Таким образом, изучение возможных путей уменьшения необходимого усилия протаскивания позволит расширить границы применимости метода ННБ.

Усилие протаскивания трубопровода зависит от многих параметров. Одной из его основных составляющих является трение между трубопроводом и стенкой скважины, зависящее от веса трубы, погруженной в буровой раствор. Вес трубы в буровом растворе складывается из выталкивающей силы, веса изоляционного покрытия, веса основного металла трубы и веса воды (при протаскивании заполненного водой трубопровода) (рис. 1).

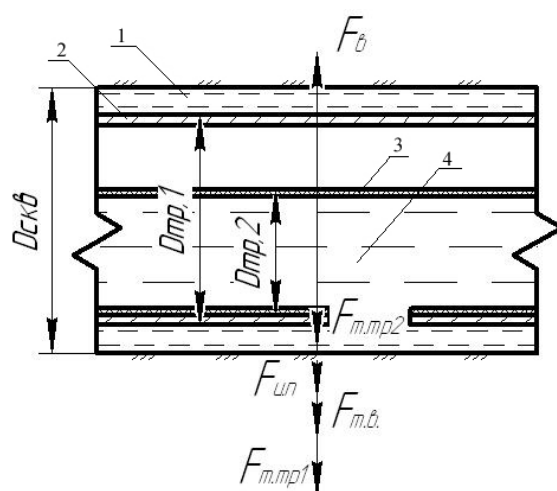


Рис. 1. Схема сил, действующих на трубопровод в буровом растворе:
1 – буровой раствор; 2 – стальная труба; 3 – полиэтиленовая труба; 4 – вода

Обеспечение «нулевой плавучести» трубопровода позволило бы значительно уменьшить необходимое усилие протаскивания.

Одним из возможных способов решения данной задачи может стать помещение в протаскиваемый трубопровод полиэтиленовой трубы необходимого диаметра, заполненной водой. Это позволит обеспечивать нулевую (или близкую к нулевой) плавучесть трубопровода даже в сложных полевых условиях строительства. Диаметр полиэтиленовой трубы определяется из условия равенства нулю суммы проекций всех сил, действующих на единицу длины трубы, погруженной в буровой раствор, на вертикальную ось. Предварительные расчеты показали, что даже при обеспечении плавучести трубопровода, близкой к нулевой, необходимые усилия протаскивания в 2 – 6 раз меньше усилий, необходимых для протаскивания заполненного водой трубопровода.

Возможно использование устройства, обеспечивающего уменьшение усилия протаскивания на конечном этапе (рис. 2). Это устройство конструктивно представляет собой баллон со сжатым воздухом, который монтируется либо в оголовок трубопровода, либо отдельным внутритрубным устройством. Когда оголовок трубопровода начинает проходить заключительный наклонный участок скважины, устройство «отдает» воздух во внутритрубную полость, тем самым освобождая трубопровод от воды по мере его продвижения. Это позволяет уменьшить силу трения между поверхностью трубы и стволом скважины, что в свою очередь приводит к уменьшению усилия протаскивания.

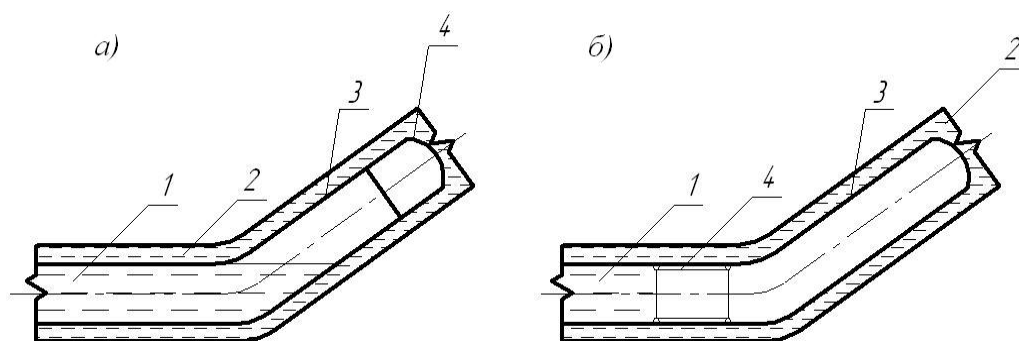


Рис. 2. Схемы устройств, обеспечивающих уменьшение усилия протаскивания на конечном этапе:

1 – вода; 2 – буровой раствор; 3 – протаскиваемый трубопровод; 4, а – устройство в оголовке; 4, б – внутритрубное устройство

УДК 622.243.23:622.692.4.053

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РАСЧЕТНЫХ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСИЛИЯ ПРОТАСКИВАНИЯ ПРИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ

М. Ю. Котов, А. С. Макаров

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

Прокладка трубопроводов через естественные и искусственные препятствия с использованием метода наклонно-направленного бурения (ННБ) является одним из самых перспективных методов строительства. Этот метод имеет ряд таких преимуществ, как возможность прокладки трубопроводов ниже прогнозируемых русловых деформаций; сохранность естественного режима водной преграды; исключение необходимости балластировки трубопроводов и др.

При использовании метода ННБ на стадии проектирования перехода достоверная оценка усилия, необходимого для протаскивания трубопровода, позволит более точно осуществить выбор оборудования для строительства перехода.

В ходе работы были рассмотрены две используемые методики расчета усилия протаскивания. Произведены расчеты усилий для трубопроводов диаметром от 426 мм до 1020 мм. При сравнении полученных результатов было установлено, что значения усилий протаскивания имеют значительные расхождения. Это обуславливается различиями моделей процесса протаскивания трубопровода.

Изучая и анализируя исследования американских ученых в области моделирования процессов взаимодействия трубы со стенками ствола скважины и буровым раствором при протаскивании трубопровода, удалось установить, что осевое усилие, действующее на трубу, складывается из трения трубы о грунт вне ствола скважины, трения трубы о грунт в стволе скважины и струйного сопротивления бурового раствора. При этом наибольший интерес представляет взаимодействие протаскиваемого трубопровода с криволинейными участками ствола скважины.

В основу модели положено предположение, что при преодолении криволинейного участка трубопровод имеет три точки контакта со стенками ствола скважины. Это предположение позволяет с достаточной степенью приближения заменить криволинейные участки ствола скважины прямолинейными с известными углами наклона и рассматривать профиль трубы при взаимодействии с угловым участком как простую балку, поддерживаемую в крайних точках контакта со стволом скважины с сосредоточенной нагрузкой, приложенной в середине пролета. Принятые формулировки позволяют оценить деформации, возникающие в трубопроводе, основываясь на которых могут быть вычислены силы трения и необходимое усилие протаскивания (рис.).

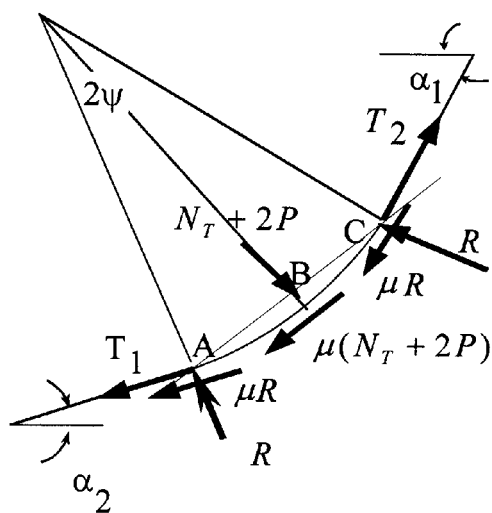


Рис. Усилия, действующие на трубопровод в угловой точке скважины

ЛИТЕРАТУРА

1. Polak, M.A. Mechanical modelling for pipes in horizontal directional drilling / M.A. Polak, A. Lasheen // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2002. – № 16. – P. 47 – 55.

УДК 622.692

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА

Б. С. Ланге¹, С. И. Сенцов²

¹ООО «НПО Спецнефтегаз-Т», г. Москва, Российская Федерация

²Российский государственный университет нефти
и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

Магистральные трубопроводы – это сложные сооружения, которые в течение всего срока службы могут подвергаться значительным напряжениям, близким к нормативным характеристикам текучести металла. Поэтому даже незначительные отклонения системы по сравнению с проектными условиями могут приводить ее в предельное состояние. Данное положение определяет необходимость разработки методологии динамической оценки качества магистральных трубопроводов и методики принятия решений, обеспечивающих максимальное сохранение существующего проектного потенциала при эксплуатации строящихся трубопроводных систем. Дефекты, которые заложены в трубопровод при сооружении, оказывают влияние на всю его последующую эксплуатацию, снижая срок службы и увеличивая затраты на эксплуатацию. При этом наиболее опасные из них могут приводить к авариям в первые годы или даже месяцы эксплуатации, дефекты меньших размеров, «подрастая», могут проявиться через десятки лет. Поэтому очень важно при разработке проектов и в процессе строительства проводить упреждающие мероприятия по предотвращению появления дефектов. Такая стратегия принесет максимальный экономический эффект при ее внедрении в систему магистральных трубопроводов.

Данная стратегия должна опираться на методику комплексной оценки качества завершеного строительства и прогнозирования надежности магистральных трубопроводов с локальными дефектами по результатам экстраполяционно-экспериментальных исследований.

Методика комплексной оценки качества и прогнозирования надежности трубопроводов может быть включена в концепцию строительного контроля. Это обеспечит максимальный уровень бездефектности строительства

и надежности при эксплуатации магистральных трубопроводов. Первые шаги в этом направлении сделаны в ООО «НПО Спецнефтегаз-Т» в рамках реализации проектов по строительному контролю сооружений линейной части магистральных трубопроводов.

УДК 622.24(075)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАКЛОННОГО БУРЕНИЯ ПРИ ПОДЗЕМНОМ ПЕРЕСЕЧЕНИИ ОБЪЕКТОВ ОАО «БЕЛТРАНСГАЗ»

Д. И. Сипач

ОАО «Белтрансгаз», г. Минск, Республика Беларусь

Развитие быстрыми темпами народного хозяйства в Республике Беларусь стимулировало модернизацию и рост в различных отраслях экономики. Одним из следствий такого развития явилось расширение подземных коммуникаций и сетей организаций, осуществляющих транспортировку энергоносителей (ГПО «Белтопгаз», РУП «Белэнерго», ОАО «Белтрансгаз»), оказание услуг (РУП «Белтелеком») и др. путем модернизации и строительства своих объектов с целью повышения уровня жизни граждан Республики Беларусь.

При подземной прокладке своих сетей организации (РУП «Белтелеком», ГПО «Белтопгаз», РУП «Белэнерго» и др.) сталкиваются с необходимостью пересечения магистральных газопроводов и кабелей ОАО «Белтрансгаз». Пересечение газопроводов зачастую сопровождается вскрытием тела трубы механическим или ручным способом, что при определенных условиях может привести к повреждению изоляции газопроводов, коррозии поврежденного участка и ремонту газопровода, а в наихудшем случае – к аварийной ситуации на газопроводе.

Одним из способов решения вопроса пересечения может стать метод горизонтального направленного бурения.

Горизонтальное направленное бурение (ГНБ) – технология бестраншейной прокладки трубопроводов и кабелей любого назначения с возможностью изменять направление бурения в обход препятствия. ГНБ – это бестраншейная прокладка трубопроводов и кабелей (в т.ч. в стесненных условиях) над, под или между газопроводами и кабелями ОАО «Белтрансгаз» без вскрытия пересекаемых сетей.

В целом, применение метода горизонтального направленного бурения позволит существенно повысить надежность и безопасность газотранспортной системы Республики Беларусь, а также сократить как сроки строительства объектов, так и объемы земляных работ, давая значительную экономию финансовых средств.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПРОВОДА
ПОСЛЕ ЗАМЕНЫ ПОВРЕЖДЕННЫХ УЧАСТКОВ
С ПОМОЩЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ МОДЕЛЕЙ-ВЫРЕЗОК**

В. И. Слободян¹, В. М. Ивасив², В. И. Артым², Р. А. Дейнега²

¹*Богородчанское линейное производственное управление магистральных газопроводов УМГ «Прикарпаттрансгаз» ДК «Укртрансгаз»
НАК «Нефтегаз Украины», г. Богородчаны, Украина*

²*Ивано-Франковский национальный технический университет
нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина*

Сложность определения надежности газопроводов заключается в том, что причины отказов и аварий участков имеют разнообразный и комплексный характер. Важное место среди них занимают процессы коррозионного повреждения наружной стенки трубы с последующим усталостным развитием трещин.

Наиболее полную и точную информацию о коррозионно-усталостной долговечности и остаточном ресурсе участка трубопровода можно получить натурными испытаниями. Но такие испытания газопроводов, особенно большого диаметра, связаны с серьезными методическими и техническими трудностями, требуют значительных затрат и времени.

Испытания образцов металлических труб дают только исходные данные. Для более точной оценки долговечности и остаточного ресурса газопроводов предлагается использовать метод локального моделирования.

Традиционные методы производства концентраторов *V*-подобного типа и дальнейшего выращивания усталостной трещины не отвечают требованиям к локальным моделям трубопровода с коррозионными и механическими повреждениями. В этой связи рекомендуется использовать модели с реальными повреждениями, полученными в процессе эксплуатации.

Использование локальных моделей дает возможность представить долговечность участка трубопровода с определенной вероятностью неразрушения и с точки зрения случайной нагрузки. Для этого нужно провести экспериментальные исследования локальных моделей на усталостную долговечность.

В большинстве случаев реальная нагрузка в опасных участках трубопровода приводит к сложному напряженному состоянию. Оценка надежности усложняется также и сложным характером напряженного состояния труб во времени с существенно разной асимметрией циклов. В процессе эксплуатации магистральных газопроводов неоднократно может меняться и схема нагрузки – с жесткой (с определенной амплитудой деформации) на мягкую (с определенной амплитудой напряжения) и наоборот, часто принимая переходные формы.

Анализ лег в основу разработки стенда для исследования локальных моделей газопроводов. Конструкция стенда позволяет исследовать модели на усталость в широком спектре геометрических параметров с амплитудой деформации в пределах 0 – 10 мм. Использование специальной силовой головки дает возможность изменять коэффициент асимметрии цикла r в пределах $-1 \leq r < 1$, а также жесткое нагружение – на мягкое даже в нагруженном блоке.

Результаты стендовых исследований локальных моделей и моделирование типичных повреждений трубопроводов являются основой построения натуральных кинетических кривых повреждаемости опасных участков. Такие кинетические кривые показывают рост повреждения участка во времени, а также приближение и его поведение в будущем. Это позволяет с большей достоверностью прогнозировать поведение усталостных трещин в процессе эксплуатации и, соответственно, остаточный ресурс участка.

Метод был использован для обоснования возможности замены труб противоположных линий газоперекачивающих агрегатов УМГ «Прикарпаттрансгаз» ДК «Укртрансгаз», изготовленных из импортной стали марки ST-E-385.7 в 1982 году. В связи с обнаруженными во время диагностики трещинами и коррозионными дефектами, не совместимыми в соответствии с применяемыми требованиями с дальнейшей эксплуатацией, было принято решение о ремонте линий с полной заменой труб – переход на отечественную марку стали 09Г2С. Результаты экспериментальных исследований локальных моделей, вырезанных из новых и эксплуатируемых труб, показали достаточный уровень надежности выбранных для замены труб. В данный момент произведен капитальный ремонт, противоположные линии запущены в эксплуатацию.

УДК 621.0

**МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА ХРАНЕНИЯ НЕФТИ ОАО «НАФТАН»
С ЦЕЛЬЮ УМЕНЬШЕНИЯ ВЫБРОСОВ
В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

**Л. М. Спириденко, С. В. Покровская,
М. С. Валеитенко, А. И. Бондарчук**
*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Резервуарные парки являются одним из значительных источников выбросов в атмосферу. Потери в атмосферу от этих источников обусловлены испарением легких фракций преимущественно с поверхности жидко-

сти. Вытеснение испарившихся паров из емкостей осуществляется через дыхательную арматуру и неплотности в кровле резервуаров. В основном потери нефтепродуктов в виде испарения из резервуаров происходят в результате малых и больших дыханий.

На процесс испарения нефтепродуктов из резервуаров в статических условиях влияют: температура, давление и объем газового пространства, площадь контакта нефтепродукта с газовым пространством, атмосферное давление.

На основании данных лабораторных анализов ОАО «Нафтан» установлено, что основную массу выбросов загрязняющих веществ из резервуара № 457 объемом 20 000 м³ составляют углеводороды предельные C₁ – C₁₀.

Известно большое количество методов сокращения выбросов в окружающую среду. Сравнительная характеристика способов снижения потерь от испарений нефтепродуктов при их хранении приведена в табл. 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика способов снижения потерь от испарений нефтепродуктов при их хранении

Наименование способа	Эффективность, %
<i>При хранении</i>	
Металлический понтон	80
Синтетический понтон	92
Алюминиевый понтон «Ультрафлоут» корпорации «Ultraflout» (США)	95
Газоуравнивающая система без газонакопителя	60
Газоуравнивающая система с газонакоплением типа «дыхательный баллон» емкостью 2000 м куб.	70
Технология вакуумной адсорбции компании Cool Sorption A/S (Denmark)	98
Диск отражатель со сменным углом направления струи пароветрянной смеси (Российская Федерация)	60

Из таблицы видно, что наиболее эффективным способом является сокращение газового пространства резервуара за счет покрытия зеркала нефтепродукта плавающими понтонами. Наиболее эффективным является алюминиевый понтон типа IFR с уплотняющим затвором BTE Shoe Seal производства компании Baillie Tank Equipment LTD (Австралия).

Результаты, полученные на основании данных лабораторных анализов предприятия, показали, что общее количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуара при оснащении понтоном в 5 раз меньше, чем без понтона (табл. 2).

В результате уменьшены потери нефти на 1671 т/год, затраты на хранение нефти сокращены на 829 млн руб., эффективность проведения реконструкции составляет 7,30 руб./руб. при сроке окупаемости дополнительных капитальных вложений, равном 0,7 лет, что составляет 8,4 месяца.

Выбросы загрязняющих веществ резервуара № 457 объемом 20 000 м³

Вещества, выпадающие в атмосферу	Компонентный состав, % масс.	Базовый вариант (без понтона)	С понтоном
		Количество выбросов, т/сут.	
Углеводороды предельные С ₁ – С ₁₀	99,04	5,64173	1,10820
Бензол	0,35	0,01994	0,00392
Толуол	0,55	0,03133	0,00615
Этил бензол	0,01	0,00057	0,00011
Ксилолы	0,02	0,00114	0,00022
Сероводород	0,03	0,00171	0,00034
Суммарно	100	5,69642	1,11894

УДК 622.692.4

ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ НАЛИЧИИ ЛОКАЛЬНЫХ ДЕФЕКТОВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

О. С. Тараевский

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

Основная причина выхода из строя промышленных трубопроводных конструкций – наличие в них дефектов, возникающих при выполнении сварочно-монтажных работ и эксплуатации с нарушением регламентирующих правил. Для выявления дефектов сварочного происхождения созданы автоматические средства неразрушающего контроля на основании принципиально новых физико-технических методов – токовихревого, ультразвукового и др., что позволяет своевременно предотвращать разрушения, связанные с такими дефектами.

Однако в большинстве случаев причиной выхода из строя трубопроводных систем является их неудовлетворительная дефектоскопическая технологичность, которая исключает возможность своевременного обнаружения дефектов с очень малыми размерами. Кроме того, оценка опасности дефекта выполняется на основании субъективного опыта специалиста, анализирующего результаты диагностики. Такой подход зачастую неприемлем из-за отсутствия достаточного опыта или нестандартности дефекта.

Следовательно, необходимо внедрение в практику диагностического контроля сварных промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в суровых климатических и грунтово-геологических условиях нефтяных место-

рождений (диапазон изменения температур +40...-60 °С), современных критериев трещиностойкости механики разрушения с целью своевременного выявления дефектов (типа трещин) и прогнозирования надежности конструкций.

В данной работе предлагается расчетно-экспериментальная методика оценки опасности локального дефекта, представленного трещиной, на основании расчета соотношения максимального эквивалентного коэффициента концентрации напряжения в зоне дефекта и проектного допустимого коэффициента.

Для анализа предельного состояния трубопроводов, которые находятся под давлением при статической и циклической нагрузке, наиболее перспективным является деформационный критерий, принятый для широкой области размеров трещин и состояний материала. Однако использование этого критерия для оценки прочности труб нефтепроводов с трещиноподобными дефектами до настоящего времени было невозможно из-за отсутствия необходимой экспериментальной информации о критических коэффициентах интенсивности деформации и решений для коэффициентов интенсивности напряжений в относительно длинных несквозных трещинах в цилиндрических тонкостенных оболочках. Использование критериев линейной механики также невозможно, т.к. хрупкое разрушение промысловых и магистральных трубопроводов (с учетом характеристик трубных сталей и толщин стенок) может реализоваться только при температурах ниже температуры вязкохрупкого перехода материала (от -40 до -10 °С).

Поэтому на основании результатов экспериментальных исследований (наличие пластичных деформаций в зоне долома) ряд авторов определяет критический размер трещины, используя критерий образования пластического шарнира в ослабленном сечении стенки трубы. Разрушение ослабленного сечения вследствие образования пластического шарнира является упругопластическим к моменту начала распространения трещины. Предполагается, что разрушение происходит при критическом напряжении в ослабленном сечении, равном

$$\sigma_f = \frac{\sigma_s + \sigma_{0,2}}{2} \text{ или } \sigma_f = A_{\sigma_{0,2}} + B,$$

где A и B – эмпирические коэффициенты.

Известны классические модели расчетов прочности трубопровода с продольными и окружными несквозными дефектами стенки, используемые в нормативах США, Германии и Японии. Однако они не учитывают продольные усилия и изгибы в трубопроводе, связанные с профилем трассы и взаимодействием с почвой. Это может привести к занижению расчетного уровня разрушающего давления для дефектов с большими углами наклона, что характерно для дефектов спирального шва труб (угол наклона 60 – 70°). Поскольку крайними случаями ориентации дефекта есть про-

дольные и окружные дефекты, то следует определить возможность приведения расчетных формул для этих дефектов к одному виду.

ЛИТЕРАТУРА

1. Грудз, В.Я. Обслуживание газотранспортных систем: учеб. пособие / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, Е.И. Яковлев. – К.: УМК ВО, 1991. – 160 с.
2. Крижанівський, Є.І. Визначення залишкового ресурсу роботи кільцевих зварних з'єднань газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тарасівський // Наук. вісн. Івано-Франківськ. нац. ун-ту нафти і газу. – 2005. – № 1 (10). – С. 42 – 46.

УДК 621.643-034.14

ОАО «ГРОДНОГАЗСТРОЙИЗОЛЯЦИЯ» – БЕЛОРУССКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ТРУБОИЗОЛИРОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Д. А. Хилько, В. И. Блошко

ОАО «Гродногазстройизоляция», г. Гродно, Республика Беларусь

В течение последних 15 лет в Республике Беларусь при строительстве магистральных нефте- и газопроводов, межпоселковых газораспределительных сетей используются в основном стальные трубы с защитным наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Применение этих труб на строительстве сегодня и в обозримой перспективе обусловливается высокими показателями качества изоляционных покрытий, отвечающего самым жестким требованиям технических нормативных правовых актов (ТНПА). Опыт производства защитных покрытий соседствующих с Республикой Беларусь (Россия, Украина) стран показал, что наиболее эффективную защиту труб от почвенной коррозии обеспечивают покрытия, нанесенные в заводских условиях, а наиболее приемлемые из регламентированных ТНПА типов покрытий для нашей климатической зоны и специфики выполнения строительно-монтажных работ являются двух- и трехслойное покрытия на основе экструдированного полиэтилена. ОАО «Гродногазстройизоляция» пошел именно по этому пути, отказавшись в 1993 году от технологии нанесения битумных (ВУС) покрытий в пользу п/э покрытий экструзионного типа нанесения. Проектирование, изготовление оборудования для линий изоляции труб выполнены ЗАО «Анкор» (г. Москва). Сегодня ОАО «Гродногазстройизоляция» выполняет изоляцию труб стальных диаметром от 25 до 1020 мм:

- наружным защитным двухслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (ТУ РБ 500013904.002-2001);
- наружным защитным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена (ТУ ВУ 500013904.003-2010);
- наружным комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытием (ТУ РБ 03289805.001-97).

Структура и технические характеристики наружного защитного двухслойного (трехслойного), ленточно-комбинированного покрытий представлены в: ТУ РБ 500013904.002-2001 (ТУ ВУ 500013904.003-2010), ТУ РБ 03289805.001-97.

ОАО «Гродногазстройизоляция» обеспечивает трубоизолированной продукцией внутренний рынок Республики Беларусь, где основными потребителями являются:

- РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
- ОАО «Белтрансгаз» Управления «Газкомплект»;
- ПРУП «Минскоблгаз»;
- ПРУП «Гроднооблгаз»;
- ПРУП «Брестоблгаз»;
- ПРУП «Могилевоблгаз».

Тысячи километров нефте- и газопроводов, смонтированных из труб, заизолированных в ОАО «Гродногазстройизоляция», эксплуатируются в каждой из областей Республики Беларусь. Специалистами организации накапливается опыт и обобщаются данные от эксплуатирующих организаций о работе защитных покрытий, на основании которых вносятся изменения в технологические регламенты и технические условия с целью обеспечения и поддержания должного уровня качества. Трубоизолированная продукция прошла сертификацию в системе Госстандарта Республики Беларусь; ОАО «ВНИИСТ» выполнен комплекс технических испытаний защитных покрытий на соответствие их технических характеристик требованиям ТНПА. Периодические испытания выполняются в сертификационном центре строительных материалов БНТУ (г. Минск). На право производства в заводских условиях защитных покрытий имеется разрешение, выданное Госпромнадзором № 08-610-2011 от 23.02.2011. Лаборатория организации аккредитована на соответствие требованиям СТБ ИСО/МЭК 17025. В ОАО «Гродногазстройизоляция» действует система менеджмента качества по разработке и производству изолированных труб для нефте- и газопроводов в соответствии с требованиями стандарта СТБ ISO 9001-2009. Сегодня в ОАО «Гродногазстройизоляция» решаются не только вопросы с поставкой качественной трубоизолированной продукции для удовлетворения потребностей нефтегазового комплекса Республики Беларусь, а также уделяется внимание вопросу поставки продукции для организации ЖКХ страны. В своей деятельности ОАО «Гродногазстройизоляция» руководствуется сле-

дующими основными принципами: высокое качество выпускаемой продукции, оперативность в работе, выполнение договорных обязательств перед партнерами и основными заказчиками трубоизолированной продукции. Организация динамично развивается, наращивает свой производственный потенциал, проводит модернизацию и переоснащение комплекса оборудования, задействованного в технологическом процессе.

УДК 621.643-034.14

**ОАО «ГРОДНОГАЗСТРОЙИЗОЛЯЦИЯ» –
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ИННОВАЦИОННОЙ
ПРЕДВАРИТЕЛЬНО ТЕРМОИЗОЛИРОВАННОЙ ПРОДУКЦИИ
ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

Д. А. Хилько, В. И. Блошко

ОАО «Гродногазстройизоляция», г. Гродно, Республика Беларусь

ОАО «Гродногазстройизоляция» более 20 лет является крупнейшим на территории Республики Беларусь производителем защитных покрытий на основе экструдированного полиэтилена (ТУ РБ 500013904.002-2001, ТУ ВУ 500013904.003-2010, ТУ РБ 03289805.001-97) стальных труб диаметром 25...1020 мм, применяемых на объектах повышенной опасности, подконтрольных Госпромнадзору. В 2009 г. в организации освоено производство предварительно термоизолированных пенополиуретаном (ППУ) труб (ПИ-труб) типоразмеров 32/110...1020/1200, предназначенных для подземной бесканальной прокладки тепловых сетей, а также налажен выпуск всей номенклатуры изолированных ППУ фасонных изделий (ПИ-фасонных изделий) указанных диаметров. В чем отличительные преимущества продукции ОАО «Гродногазстройизоляция» от аналогичной продукции других известных в Беларуси производителей ПИ-труб?

На ОАО «Гродногазстройизоляция» впервые в Республике Беларусь освоено производство ПИ-труб на основе циклопентановой системы. Тепловые сети, смонтированные из ПИ-труб, выполненных по такой технологии имеют следующие отличительные преимущества:

– имеют уменьшенный начальный коэффициент теплопроводности – 0,027Вт/(м*К) и увеличенную во времени стабильность коэффициента теплопроводности (т.е. наши ПИ-трубы в процессе эксплуатационного периода менее подвержены процессам старения и обеспечивают стабильность технических характеристик на протяжении всего срока эксплуатации);

– имеют значительное увеличение срока эксплуатации (т.е. тепловые сети из наших ПИ-труб при температуре теплоносителя в 130 °С, а также при пиковом увеличении температуры теплоносителя до 149 °С будут служить на протяжении 30 лет);

– достигается полная экологичность ППУ (т.к. потенциал расщепления озона для циклопентана равен нулю, а коэффициент глобального потепления незначителен (менее 0,01));

– в течение всего периода эксплуатации обеспечивается контроль за состоянием трубы (т.к. применяемые системы оперативного дистанционного контроля (СОДК) позволяют своевременно реагировать на нарушение целостности стальной трубы или полиэтиленового гидроизоляционного покрытия и предотвращать утечки и аварийные ситуации). Соответствующие расчеты, выполненные ПНИРУП «БелНИПИэнергопром», подтвердили, что применение ПИ-труб и ПИ-фасонных изделий, произведенных с применением в качестве вспенивателя циклопентана, позволяет экономить от 16,33 до 60,66 кг условного топлива на 1 м трубопровода в год.

Ниже приведена сравнительная таблица свойств циклопентановой ППУ-системы с иными типами применяемых в строительстве изоляционных материалов.

Термоизолятор	кг/м ³	Коэффициент теплопроводности Вт/(м*К)	Коэффициент теплопроводности Вт/(м*К) (через 10 лет)	Срок реальной эксплуатации, год	Рабочая температура, °С
Циклопентановые системы ППУ	60 – 80	0,027	0,027	30 – 60	-70...+150
Водные ППУ-системы (смесь полиола и изоционата)	35 – 80	0,033	0,040	30 – 50	-70...+130
Пенополистирол	15 – 35	0,062	–	15	-80...+80
Вспененный полиэтилен	20 – 40	0,040	–	30	-80...+100

При сравнении значений основных физико-эксплуатационных свойств существующих систем изоляционных материалов становится очевидным, что циклопентановая ППУ-изоляция превосходит аналоги по основным характеристикам: теплопроводности, рабочей температуре теплоносителя и срокам безотказной эксплуатации тепловых сетей. В переводе на общепринятый язык тепловиков-эксплуатационщиков это означает, что уже «на старте» сетевые потери тепла в случае применения нашей продукции будут на 12,7 % меньшими! На «исходе» эксплуатационного периода процент экономии на тепловых потерях в сети будут еще больше.

Для производства ПИ-труб и ПИ-фасонных изделий в ОАО «Гродногазстройизоляция» используется комплекс современного сварочного, ре-

акционного и вспомогательного оборудования, имеется обученный производственный и инженерно-технический персонал. Для получения высококачественного ППУ используются компоненты ППУ системы ведущих фирм производителей ППУ «Huntsman», что обеспечивает высокое качество продукции и гарантирует надежную ее работу; имеется оснащенная лаборатория для проведения приемо-сдаточных испытаний ПИ-труб и ПИ-фасонных изделий, контроля качества сварных соединений неразрушающими (разрушающими) методами контроля. Лаборатория аккредитована на соответствие требованиям СТБ ИСО/МЭК 17025.

На ОАО «Гродногазстройизоляция» функционирует система менеджмента качества, сертифицированная по международному стандарту ИСО 9001-2001 (Сертификат соответствия № ВУ/112 05.01.007 1097. Действителен до 07.12.2013), что является гарантом обеспечения и поддержания уровня стабильного качества выпускаемой продукции с учетом конкретных требований и ожиданий потребителя.

Гарантийный срок эксплуатации ПИ-труб и ПИ-фасонных изделий, выпускаемых ОАО «Гродногазстройизоляция», – 5 лет со дня ввода их в эксплуатацию. ОАО «Гродногазстройизоляция» дает такую гарантию на все выпускаемые ПИ-трубы и ПИ-фасонные изделия к ним, при условии соблюдения всех требований изготовителя к хранению, погрузочно-разгрузочным работам, транспортированию, складированию, монтажу и последующей эксплуатации.

Продукция ОАО «Гродногазстройизоляция» – «Трубы стальные, предварительно термоизолированные жестким пенополиуретаном в трубе оболочке из полиэтилена» – признана победителем конкурса «На лучшее достижение в строительной отрасли Республики Беларусь за 2010 г.», организованного Министерством архитектуры и строительства Республики Беларусь, Белорусским союзом строителей, в номинации «Продукт года» и награждена почетным дипломом.

УДК 121. 220. 20-125

ТЕХНОЛОГИЯ КОНТАКТНОЙ СВАРКИ СТЫКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

**В. И. Хоменко¹, Ф. Е. Дорошенко¹,
С. И. Кучук-Яценко², Б. И. Казымов²**

¹*ГК «Технология металлов», г. Москва, Российская федерация*

²*Институт электросварки им. Е. О. Патона НАН Украины, г. Киев, Украина*

Совершенствование известных и создание новых технологий сварки является важной задачей в строительстве трубопроводов.

Новый метод автоматической сварки труб состоит из контактной сварки оплавлением (КСО) корневой части шва и электродуговой сварки порошковой проволокой (ДСПП) остальной части шва.

При сварке трубопроводов основная трудность заключается в получении стабильного качества сварки корневого шва. При КСО условия получения качественного соединения на любом участке стыка идентичны и не зависят от его пространственного расположения. При этом методе не требуются формирующие устройства. Функцию центризатора свариваемых кромок труб выполняет сама сварочная машина. В процессе сварки каждого стыка осуществляется компьютеризированный контроль параметров режима сварки, по результатам которого оценивается качество сварного соединения. Этот метод оценки качества дает практически 100 %-ную достоверность. Практика подтверждает высокую эксплуатационную надежность сварных соединений, выполненных КСО. Этим методом сварено более 70 тыс. км различных трубопроводов, которые безаварийно эксплуатируются в течение нескольких десятилетий в различных климатических условиях, в т.ч. мощные газопроводы диаметром 1420 мм в арктических районах Западной Сибири. При этом ни один стык не подвергался термообработке.

Заполнение разделки кромок ДСПП после сварки корневого шва КСО позволяет повысить показатели ударной вязкости металла за счет воздействия на него термического цикла ДСПП. При этом появляется возможность применения КСО для сварки трубопроводов с толщиной стенки 30 мм и более. Оценка эффективности предложенного метода сварки кольцевых швов проводилась на секторах, вырезанных из труб группы прочности Х60...Х70, диаметром 1420 мм, с толщиной стенки 16...20 мм. Качество сварных соединений оценивалось в соответствии с требованиями нормативных документов ОАО «Газпром» и российских стандартов.

Форма и параметры разделки кромок по предлагаемому методу показана на рис.

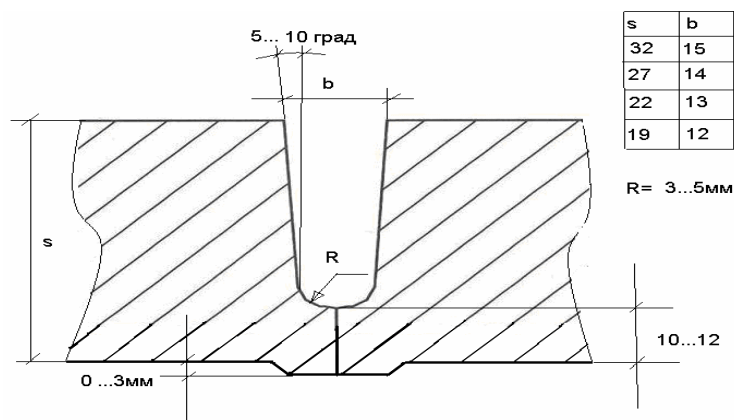


Рис. Требуемая геометрическая форма кромок после КССО корневой части стыка и после плазменной обработки

Соединения труб после сварки КСО имеют грат. При сварке промышленных стыков труб по классической технологии КСО грат полностью удаляется как с наружной, так и с внутренней стороны стыка. Разделку кромок после сварки корневого шва очищали от грата плазменной обработкой. Режим ДСПП устанавливали из расчета необходимого воздействия термического цикла на металл корневого шва, выполненного КСО.

Для КСО корневого шва могут быть использованы сварочные комплексы «Север» и для заполнения разделки кромок автоматические способы сварки порошковой проволокой. При этой технологии время сварки корневого шва составляет в зависимости от толщины свариваемых труб 35 – 60 с. Время заполнения одного стыка в одной палатке двумя головками составляет 8 – 12 мин. В зависимости от количества палаток темп сварки может достигать 10 – 20 стыков в час.

Выводы:

1. Разработан комбинированный метод сварки труб, включающий последовательную сварку автоматической контактной сваркой оплавлением и электродуговой сваркой порошковой проволокой.

2. Сварка корневого шва контактной сваркой оплавлением повышает его качество, при этом упрощается технология сварки, возрастает производительность сварочных работ.

3. Применение электродуговой сварки порошковой проволокой для заполнения оставшаяся часть разделки кромок способствует повышению показателей ударной вязкости металла корневого шва.

4. Механические свойства соединений, выполненных комбинированным методом, отвечают современным требованиям, которые предъявляются к сварным соединениям труб, в т.ч. по показателям ударной вязкости.

5. Метод комбинированной сварки обеспечивает повышение производительности и качества сварных соединений труб при строительстве трубопроводов с толщиной стенки 20...30 мм и более, особенно при выполнении работ в экстремальных климатических и погодных условиях.

УДК 622.691.4.004.67

РАСЧЕТНОЕ ОБОСНОВАНИЕ И МЕТОД БАЛЛАСТИРОВКИ ВСПЛЫВШИХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ

В. М. Шарыгин

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Российская Федерация

В процессе эксплуатации магистральных газопроводов, проложенных в обводненных и заболоченных грунтах с необеспеченной балластировкой, наблюдаются случаи всплытия отдельных участков газопровода с выходом на дневную поверхность земли.

При выполнении ремонтных работ возникают вопросы по расчету необходимого объема балластировки и выбора типа средств балластировки. Эти вопросы являются актуальными с точки зрения минимизации затрат на ремонт без снижения надежности и безопасности эксплуатации газопровода. Решение данных вопросов может быть достигнуто за счет использования местного грунта, окружающего всплывший участок, путем повышения его балластирующей способности в процессе производства ремонтных работ. Расчет балластировки рассматривается с использованием известных параметров газопровода – размеров его поперечного сечения, нагрузок, температурного перепада, а также данных геодезического нивелирования профиля всплывшего участка с учетом примыкающих к нему подземных участков.

Главный определяемый параметр – сопротивление обводненного грунта всплытию газопровода. Данный параметр используется для расчета балластировки и определяется из решения уравнения энергетического баланса усилий, действующих на всплывший участок [1].

Анализ кривых очертания оси всплывших участков длиной 90 – 250 м на действующих магистральных газопроводах показал, что около 80 % от их общего количества имеют форму кривых, близкую к правильной синусоиде (рис.), что позволяет применить упрощенный подход к выводу уравнения энергетического баланса усилий, имеющего после сокращения на разность $f_1 - f_0$ следующий вид:

$$\frac{\pi^4 EJ}{\ell^3} (f_1 + f_0) + 0,5 (q_{гр} - q_{нл}) \cdot \ell = \frac{\pi^2 N_0}{4\ell} (f_1 + f_0), \quad (1)$$

где EJ – параметр изгибной жесткости, Н · м²;

ℓ – длина участка, м;

f_0, f_1 – значения наибольших прогибов участка в начальной (f_0) и конечной (f_1) стадиях всплытия, м;

$q_{гр}$ – сопротивление грунта, Н/м;

$q_{нл}$ – плавучесть трубы, Н/м, $q_{нл} = q_{выт} - q_{тр}$;

$q_{выт}$ – выталкивающая сила воды, Н/м;

$q_{тр}$ – распределенная весовая нагрузка трубопровода, Н/м;

N_0 – эквивалентное осевое усилие в трубопроводе, Н.

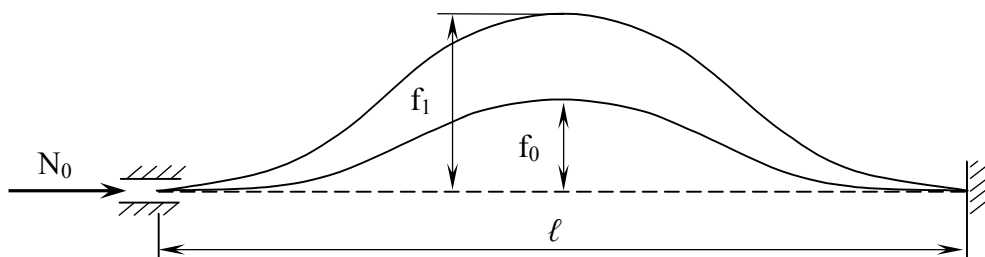


Рис. Схема всплывшего участка

В результате анализа более 30-ти всплывших участков газопроводов диаметром 1020 – 1420 мм с использованием уравнения энергетического баланса получены реальные значения сопротивления $q_{зр}$ грунта, окружающего всплывшие участки. Значения $q_{зр}$ для отмеченных диаметров изменяются относительно нагрузки $q_{нл}$ в диапазоне $1,16q_{нл} > q_{зр} > 0,94q_{нл}$. Несмотря на то, что для большинства всплывших участков сопротивление грунта превышает плавучесть трубы, участки всплыли в результате воздействия продольной силы.

С целью снижения затрат на балластировку всплывших участков целесообразно использовать метод подсадки всплывшего участка путем раскопки околотрубных траншей по обе стороны участка с расчетным профилем дна, отвода воды и последующей засыпки траншеи местным грунтом из отвала с применением грунтонесущих геотекстильных материалов, повышающих балластирующую способность грунта $q_{зр}$ не менее, чем в 1,5 раза, что с запасом перекрывает не только нагрузку $q_{нл}$ плавучести трубы, но и нагрузку q_N , создаваемую продольным усилием. В результате проведения ремонтных мероприятий всплывший участок оказывается в устойчивом положении при последующей эксплуатации. Таким способом отремонтировано более 50-ти всплывших участков магистральных газопроводов диаметром 1020 – 1420 мм на трассах северо-западного региона РФ. Получен значительный экономический эффект за счет применения ресурсосберегающей технологии ремонта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородавкин, П.П. Прочность магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, А.М. Сенюков. – М.: Недра, 1984. – 248 с.

VI. ПРОБЛЕМЫ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 621.646.8:621.398

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УПРАВЛЯЕМОГО ГЕРМЕТИЗАТОРА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

**А. М. Бордовский¹, В. В. Воробьев¹, В. Д. Яковец¹,
Ю. В. Крышнев², С. Н. Кухаренко², А. В. Сахарук², М. В. Столбов²**

¹ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь,

²УО «Гомельский государственный технический университет
им. П. О. Сухого», г. Гомель, Республика Беларусь

Управляемый внутритрубный герметизатор (УВГ) применяется на нефтепроводах при проведении ремонтных работ в случаях, когда необходимо изолировать аварийный участок трубы от остальной массы нефти, удерживая ее гидростатическое давление. Принцип действия УВГ основан на использовании энергии нефтяного столба, направляемого через управляемый клапан в полость гидроцилиндра. По мере заполнения объема гидроцилиндра нефтью происходит поступательное движение штока и жестко механически связанных с ним полиуретановых манжет, расположенных по внешнему диаметру УВГ. В условиях, когда насосные агрегаты отключены, за счет трения сдвигающихся по конусным направляющим манжет о внутреннюю поверхность трубы, УВГ фиксируется в нефтепроводе. В результате минимизируются потери нефтепродукта и предотвращается загрязнение окружающей среды от слива нефти с ремонтируемого участка по рельефу. После завершения работ и восстановления целостности трубопровода герметизатор потоком нефти перемещается в камеру приема для извлечения.

Преимуществами УВГ по сравнению с герметизатором стандартной конструкции, ранее применявшимся на нефтепроводе «Дружба», являются [1]:

- повышенный радиус обнаружения (до 11 м);
- запуск процесса герметизации посредством телеуправления электроприводом клапана УВГ от наземного устройства, без предварительного подъема давления в трубопроводе, необходимого для разрыва мембраны в случае неуправляемого впускного клапана;
- непрерывный мониторинг положения манжет герметизатора в процессе герметизации;
- возможность запираания клапана УВГ путем реверса двигателя электропривода для упрощения извлечения УВГ из нефтепровода после завершения ремонтных работ.

На рис. 1 приведена структура наземного и внутритрубного устройств УВГ.

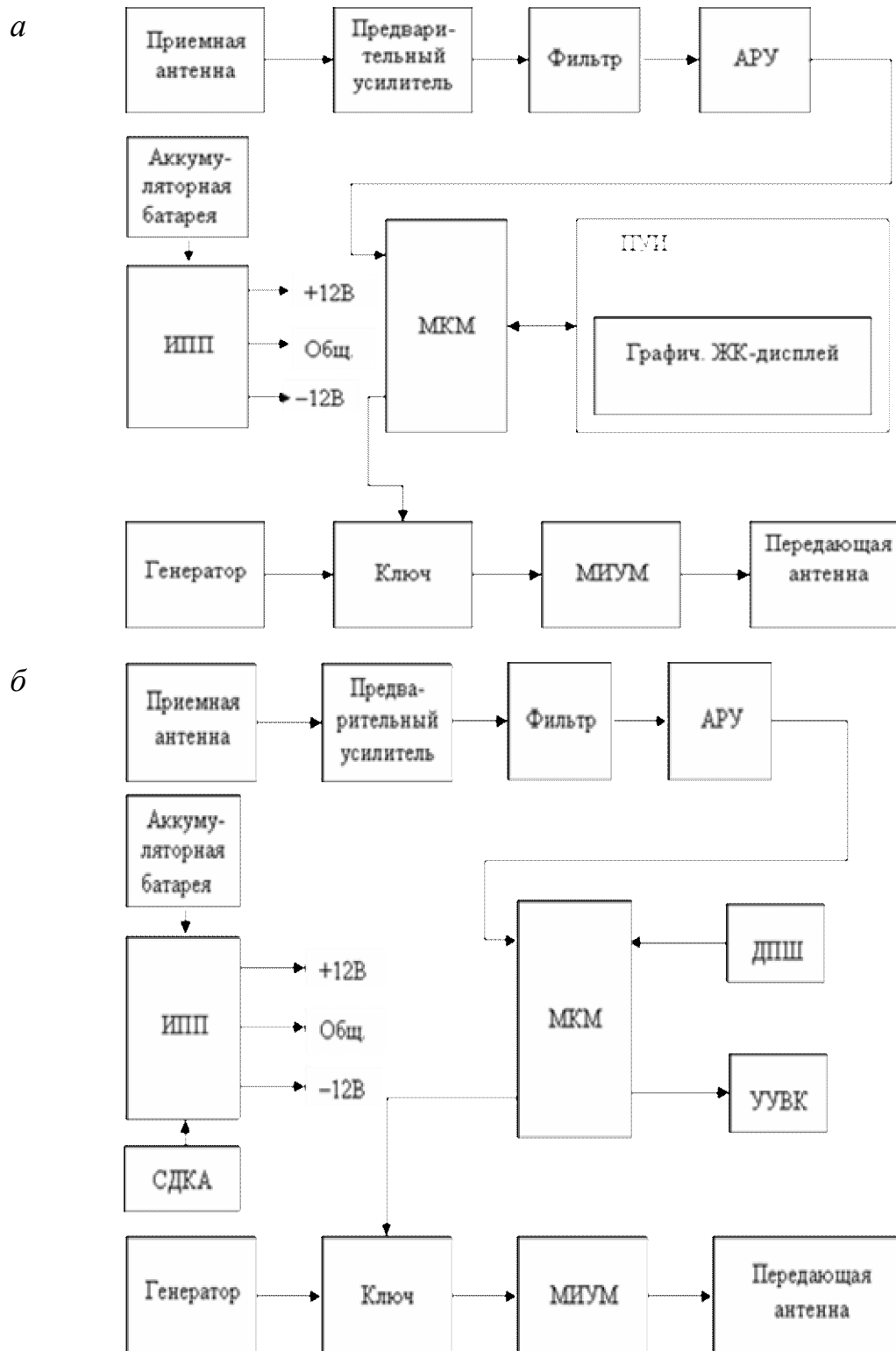


Рис. 1. Структурные схемы электронных устройств УВГ:

a – наземного устройства; *б* – внутритрубного устройства:

ИПП – импульсный преобразователь питания; АРУ – схема автоматической регулировки усиления; ПУИ – пульт управления и индикации; МИУМ – мостовой избирательный усилитель мощности; МКМ – микроконтроллерный модуль; СДКА – схема дистанционной коммутации аккумуляторов; ДПШ – датчик перемещения штока; УУВК – устройство управления впускным клапаном

На рис. 2 представлено фото, показывающее монтаж на УВГ проводного соединения для управления клапаном.

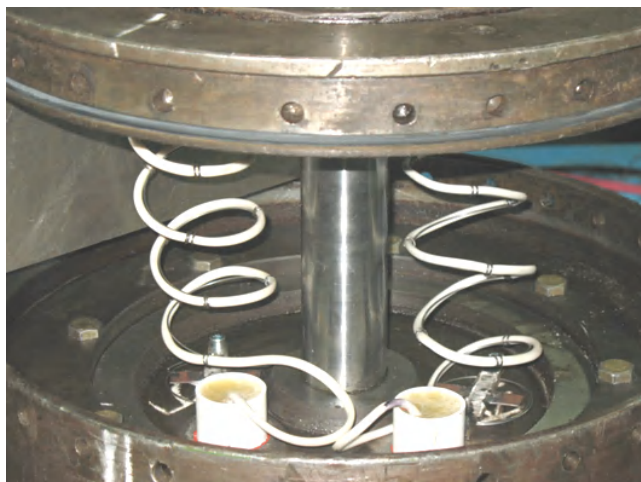


Рис. 2. Монтаж на УВГ проводного соединения для управления клапаном

ЛИТЕРАТУРА

1. The monitoring and control system of the intrapipe sealer / Y. Kryshneu [et al.] // ITELMS'2010. – Materials of 5th International Conference Intelligent Technologies in Logistics and Mechatronics Systems / Panevezys, Lithuania, 2010. – С. 31 – 36.

УДК 622.692.4

ОСВОБОЖДЕНИЕ ОДНОНИТОЧНОГО НЕФТЕПРОВОДА ОТ НЕФТИ ДЛЯ ЗАМЕНЫ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

В. А. Дешук

*ОАО «Полоцктранснефть Дружба»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» эксплуатирует 1068 км магистральных нефтепроводов диаметром труб 720 мм, 820 мм и 1020 мм. В настоящее время большая часть из них отработала свой нормативный срок эксплуатации.

Обеспечение надежной и безаварийной работы магистральных трубопроводов, сохранение их рабочих характеристик и пропускной способности – приоритетное направление деятельности общества.

Важную роль в решении этой задачи занимает ремонт дефектов линейной части магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики, в т.ч. замена дефектных участков новым трубопроводом.

Перед демонтажем дефектного участка нефтепровода необходимо освободить трубопровод от нефти. Рассмотрим на примере (рис.) освобождение однониточного магистрального трубопровода от нефти.

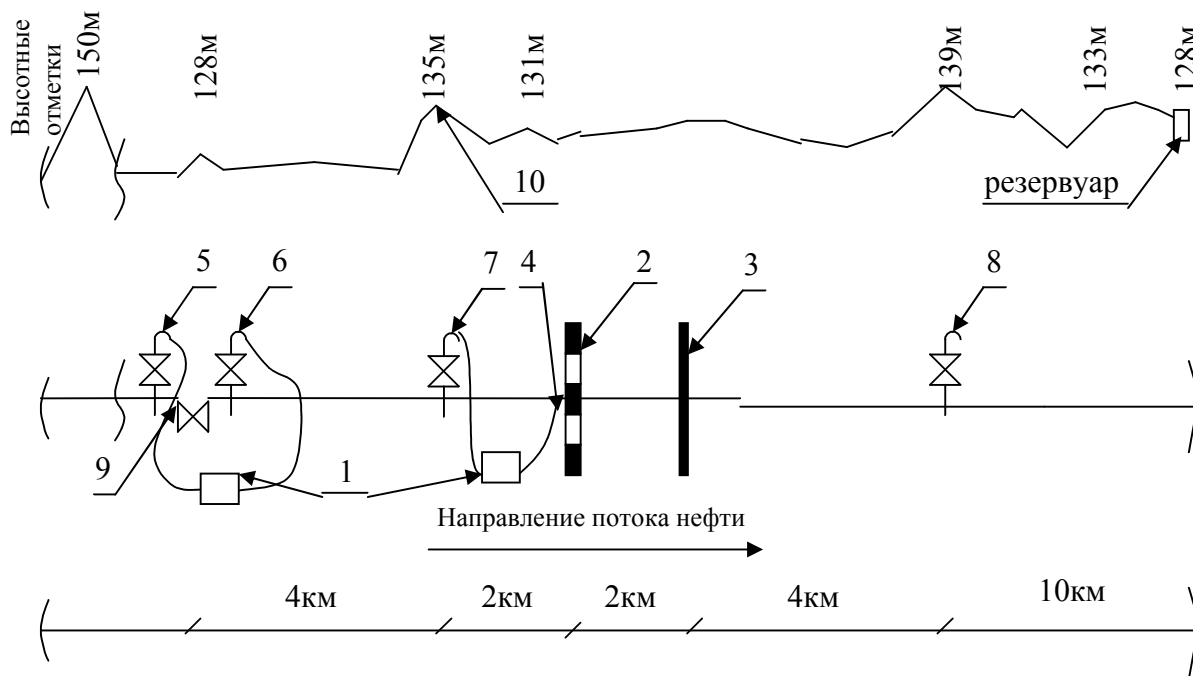


Рис. Схема откачки нефти из однониточного трубопровода:

1 – передвижная насосная установка; 2 – железная дорога; 3 – автомобильная дорога; 4 – дефектный участок нефтепровода (место врезки прорезного устройства «малютка»); 5, 6, 7, 8 – вентузы; 9 – задвижка, 10 – геодезическая отметка МН (135 м)

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» необходимо было заменить дефектный участок МН под железной дорогой.

Специалистами ОАО «Полоцктранснефть Дружба» рассматривалось два варианта откачки нефти из магистрального трубопровода:

1) путем закрытия задвижки (поз. 9) и откачки нефти передвижной насосной установкой ПНУ (поз. 1), обвязанной напорно-всасывающими шлангами между прорезным устройством «малютка» (поз. 4) и вентузом (поз. 8) по ходу нефти.

При условии реализации данного проекта ОАО «Полоцктранснефть Дружба» столкнулась со следующими проблемами:

- общество имеет в наличии 4 км напорных шлангов D_y 100мм. Расстояние между дефектным участком нефтепровода и вентузом (поз. 8) – 6 км. По этой причине необходимо еще 2 км напорных шлангов D_y 100 мм, что привело бы к значительному увеличению стоимости замены дефектного участка нефтепровода;

- для откачки нефти из дефектного участка было необходимо освободить следовавший за ним участок от нефти (между геодезическими отметками 139 м и 133 м) путем откачки в резервуар на ЛПДС «Полоцк», т.к.

в противном случае некоторый объем откачиваемой нефти возвращался к дефектному участку;

– была необходимость пересечения напорными шлангами автодороги республиканского назначения на 2-е суток.

Ввиду сложности, трудозатратности и необходимости вложения дополнительных средств для осуществления данного варианта откачки нефти был рассмотрен второй вариант:

2) освободить участок нефтепровода до задвижки (поз. 9). Для этого были врезаны вантузы до дефектного участка в высших точках МН согласно геодезическим отметкам профиля трубопровода. Далее открытием врезанных вантузов и пробок на линейных задвижках нефть за счет разности геодезических отметок самотеком поступала в резервуар. После чего производится закрытие задвижки (поз. 9) и откачка нефти ПНУ (поз. 1), обвязанной напорно-всасывающими шлангами между прорезным устройством «малютка» (поз. 4) и вантузом (поз. 5), против хода нефти в освобожденный участок МН.

В ходе разработки мероприятий по откачке нефти специалисты общества столкнулись с той же проблемой, что и в первом варианте: расстояние от дефектного участка до вантуза (поз. 5) составляет 6 км, а напорных шлангов D_y 100 мм имелось в наличии 4 км. Для выхода из данной ситуации специалистами ОАО «Полоцктранснефть Дружба» было принято инженерное решение: ввиду разности геодезических отметок вантуза (поз. 6) 128 м и точкой нефтепровода (поз. 10) 135 м было предложено использовать участок магистрального нефтепровода в качестве одного из участков напорных шлангов расстоянием 4 км между указанными точками. Для реализации данного варианта откачки нефти были произведены следующие действия:

– врезан вантуз (поз. 7) в 30 м против хода нефти от геодезической отметки 135 м (поз. 10);

– обвязана напорно-всасывающими шлангами ПНУ (поз. 1) между прорезным устройством «малютка» (поз. 4) и вантузом (поз. 7). В результате при откачке нефти из дефектного участка в вантуз (поз. 7) нефть за счет разности геодезических отметок между вантузом (поз. 9) 128 м и вантузом (поз. 7) 135 м поступает по магистральному нефтепроводу к существующему вантузу (поз. 6);

– вторую передвижную насосную установку (поз. 1) обвязывают напорно-всасывающими шлангами между вантузами (поз. 5, 6), которая перекачивает нефть из вантуза (поз. 6) за закрытую задвижку (поз. 9) в вантуз (поз. 5) в освобожденный участок МН.

В результате проведенных работ по откачке нефти работниками ОАО «Полоцктранснефть Дружба» были выполнены работы по замене дефектного участка трубопровода под железной дорогой, что привело к повышению надежности и уменьшению риска возникновения аварийной ситуации на линейной части магистрального нефтепровода общества.

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ОПОРНЫХ УЗЛОВ НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А. В. Драгилев¹, А. А. Кычма², Р. Ю. Банахевич³

¹ЧП «Инжиниринговые технологии», г. Киев, Украина

²Национальный университет «Львовская политехника», г. Львов, Украина

³Филия УМГ «Львовтрансгаз», г. Львов, Украина

Проблемы ремонта опорных узлов магистральных трубопроводов (МТ) длительной эксплуатации без прекращения транспортировки газа на надземных переходах через водные препятствия или заболоченные участки требуют дополнительных теоретических и экспериментальных исследований [1]. Как показывает практика эксплуатации, на труднодоступных участках надземных переходов трубопроводов из-за отсутствия мобильных подъемных устройств такие работы преимущественно не проводились. Грузоподъемная техника не может переместиться к опоре балочного перехода, которая находится в труднодоступных местах, например, непосредственно в русле реки или на заболоченных участках, без дополнительных подготовительных работ с обустройства подъездных путей и монтажных площадок. В последнее время при ремонтах опорных узлов магистральных трубопроводов на балочных переходах внедряются мобильные подъемные устройства, в которых элементами, создающими подъемную силу есть пневмоподушки фирмы «Vetter». На сегодняшний день для решения данной проблемы предложено ряд устройств [2], которые позволяют поднять и удерживать трубопровод над опорой для проведения ремонтно-восстановительных работ. В зависимости от конструкции опорного узла пневмоподушки устанавливаются на дополнительной площадке, которая с помощью специальных кронштейнов крепится на железобетонном ростверке [2]. При этом грузоподъемность такой установки достигает 1000 кН, а высота поднятия 120 мм.

Для оперативного определения параметров, которые необходимо знать при подготовке и непосредственном проведении ремонтных работ опорных узлов МТ на надземных переходах, разработано информационно-аналитическое обеспечение. Моделирование участка МТ на ЭВМ с последующим расчетом напряженно-деформированного состояния методом конечных элементов, проводили используя лицензионную программу «Solidworks» [3]. Непосредственно около объекта, который ремонтируется, использовали портативный компьютер (ноутбук), определяли предельные технологические параметры (максимально допустимая высота поднятия и давление газа в трубопроводе, величины опорных реакций и необходимое давление в пневмосистеме подъемной установки).

Большое внимание уделяется процессу подготовки входных величин модели, а именно: определению реального планово-высотного положения трубопровода и его опор; давлению газа в трубопроводе; остаточной толщине стенок трубы; возможному изменению механических характеристик металла трубы; влажности почвы и изменению его коэффициента податливости; температуре газа и окружающей среды в процессе проведения ремонтных работ и температуре, при которой осуществлялся замыкающий кольцевой сварной шов во время строительства; величинам напряженно-деформированного состояния, определенным экспериментальным путем и др. Оценку остаточной прочности участков МГ с дефектами проводим за алгоритмом, составленным на основе критерия статической прочности, которая базируется на двокритериальном подходе с применением диаграммы оценки разрушения (ДОР), с учетом хрупкого и вязкого разрушения [4].

Предложенный комплекс технических средств и программное обеспечение были использованы в УМГ «Львовтрансгаз» в процессе ремонта опорных узлов надземных участков МГ «Пукенычи-Дашава» D_y 500 и МГ «Ивацевичи-Долина» D_y 1200.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванов. – М.: ЭЛИМА, 2004. – 1097 с.
2. Способ ремонта участков трубопроводов, расположенных на колоннах балковых переходов: пат. Украины № 21540 / С.Ф. Савула, Ю.В. Банахевич, Й.Л. Зубик, А.А. Кычма, Я.М. Новицкий; опубл. 15.03.2007 // Официальный бюл. – 2007. – № 3 – С. 2.
3. Алямовский, А.А. Проектирование SolidWorks/CosmosWorks. Инженерный анализ методом конечных элементов / А.А. Алямовский. – М.: Изд-во «ДМК». – 2004. – 432 с.
4. Определение остаточной прочности магистральных трубопроводов с дефектами: ДСТУ-НБВ.2.3-21:2008. – Киев: Минрегионбуд Украины, 2008. – 88 с.

УДК 621.891

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАСЧЕТА НА НАДЕЖНОСТЬ ВОССТАНОВЛЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДА

В. Э. Завистовский

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Отказ материала восстановленного элемента трубопровода в значительной степени определяется наличием дефектов в металле трубы и материале восстанавливающего покрытия, а также их взаимодействием с частицами присадочного материала. Механическая обработка таких элемен-

тов трубопровода приводит к изменениям структуры поверхностного слоя, ранее скрытые микродефекты и поры выходят на поверхность, являясь очагами разрушения. Целью настоящей работы является разработка рабочей гипотезы надежности материалов элементов трубопровода, подвергающихся восстановлению путем нанесения покрытий.

Предположим, что материал восстановленной детали представляет собой систему, состоящую из трех элементов: основной металл – переходная область – покрытие. Каждый из этих элементов может быть оценен через значения физико-механических характеристик. Так как в структуре восстановленного материала эти элементы расположены последовательно друг за другом, то его надежность, представленная в виде вероятности безотказной работы, можно определить как надежность последовательно соединенных элементов.

Вероятность безотказной работы материала детали при заданных эксплуатационных нагрузках может быть принята равной 1, надежность же основного металла восстанавливаемой детали может быть оценена через соответствующие механические характеристики. Надежность переходной области может быть оценена через прочность сцепления материала покрытия с основным материалом. Надежность покрытия можно оценивать через его пористость.

Приведенная модель позволяет оценить надежность материала восстановленного элемента трубопровода и учесть ее при расчетах надежности трубопровода в целом.

Взаимодействие пор в приповерхностной области пористой структуры обусловлено объемной диффузией вакансий, концентрация которых повышена из-за наличия большого числа малых пор. При наличии ансамбля пор равновесная концентрация вакансий в матрице материала повышается, что ведет к увеличению коэффициента диффузии и уменьшению энергии активации. В процессе высокотемпературной обработки в приповерхностном слое процесс диффузии вакансий ускоряется. Можно показать, что поры, размеры которых $\sim 0,05$ мкм, залечиваются полностью за время порядка нескольких минут и, следовательно, из разряда растущих они со временем переходят в разряд залечивающихся [1]. По-видимому, поры с размерами $\sim 1,0$ мкм располагаются по границам зерен, и эволюция их размеров связана еще и с диффузией по границам зерен. При кратковременной температурной обработке температура от максимума на поверхности уменьшается вглубь материала. На поверхности поры температура различна и атомы «испаряясь» с «горячей» поверхности, конденсируются на «холодной». В итоге пора перемещается как единое целое. Учитывая, что коэффициент поверхностной диффузии больше объемной, вклад в изменение размера поры диффузии по границам зерен может быть существенным. Кроме того, разность температур создает давление, сжимающее пору в направлении градиента температуры.

В результате учета перечисленных факторов можно ожидать, что при кратковременной высокотемпературной обработке в приповерхностной области металла малые поры залечиваются полностью; поры, лежащие близко к поверхности, выходят на поверхность, создавая беспористую «корку», что приводит к дополнительному упрочнению материала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Завистовский, В.Э. Механика разрушения и прочность материалов с покрытиями / В.Э. Завистовский. – Новополоцк: ПГУ, 1999. – 144 с.

УДК 622.694.4

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

А. Н. Козик¹, В. В. Воробьев¹,

Д. П. Комаровский², А. Г. Кульбей², А. Н. Янушонок²

¹ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

²УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь

Аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов сопровождаются значительными ущербами в народном хозяйстве республики. В ОАО «Гомельтранснефть Дружба» проводится огромный комплекс работ по снижению риска возникновения таких аварий. Провести оценку эффективности многих выполняемых работ достаточно сложно.

Одним из способов снижения риска аварии является использование наклонно-направленного бурения (ННБ). Такой способ сооружения имеет ряд преимуществ, широко освещенных в печати. Наиболее наглядным показателем изменения безопасности такого подводного перехода является изменение расчетной величины риска возможной аварии.

Известно, что величина риска складывается из вероятности аварии и величины последствия. Следовательно, в данной работе группа исследователей поставила перед собой задачу расчета изменения величин вероятности возможной аварии, а также величины ущерба при проведении ремонтных работ методом ННБ.

Расчет изменения вероятности возможной аварии

При расчете вероятности используется методика [1], согласно которой при применении ННБ изменяются величины балльных оценок следующих групп факторов: внешние антропогенные воздействия, влияние коррозии, качество производства труб, качество строительно-монтажных работ, конструктивно-технологические факторы, природные воздействия, эксплуатационные факторы, дефекты тела трубы и сварных швов.

В связи с малым количеством аварий на нефтепроводах ОАО «Гомельтранснефть Дружба» при расчетах риска в список аварий вносились также отказы линейной части, вызвавшие остановку перекачки, что повысило амплитуду расчета относительного технологического риска рассматриваемого участка и исказило полученную величину в менее безопасную сторону.

В результате проведения ремонтных работ по замене подводного перехода, сооруженного традиционным траншейным методом, на подводный переход, сооруженный методом ННБ, расчетное значение вероятности аварии изменяется с 0,000515 аварий/год*км на 0,0003193 аварий/год*км.

Снижение ущерба от возможной аварии

Величина ущерба напрямую зависит от количества нефти, вышедшей из разгерметизированного трубопровода. Т.к. профиль нитки подводного перехода при сооружении методом ННБ значительно отличается от профиля нитки подводного перехода до ремонта, то произведены расчеты количеств разливающейся нефти: при аварии на подводном переходе до ремонта количество разлившейся нефти составляет 13 491 м³ (11 629 т), при аварии на подводном переходе после ремонта методом ННБ – 13 624 м³ (11 716 т).

Производя дополнительные расчеты, оценив стоимости ремонтных работ на русловой части, а также стоимости работ по ликвидации аварийных разливов нефти, штрафов за загрязнение окружающей среды и т.п., получаем, что величина ущерба юридическим лицам, который причиняет авария на подводном переходе, сооруженным траншейным способом, составляет 320 795 млн бел. руб. (расчет на 1 янв. 2011 г.). Ущерб юридическим лицам, который причиняет авария на подводном переходе после ремонта методом ННБ составляет 368 243 млн бел. руб. (расчет на 1 янв. 2011 г.).

Оценка эффективности проведенного ремонта

Таким образом, величина риска при аварии на подводном переходе до ремонта составляет 165,21 млн бел. руб. /год*км (расчет на 1 янв. 2011 г.), а величина риска при аварии на подводном переходе после ремонта методом ННБ составляет 117,58 млн бел. руб. /год*км, т.е. эффективность выполненных работ составляет 47,63 млн бел. руб. /год*км, а с учетом длины нефтепровода, проходящего по пойменной части р. Днепр, 6,232 км, снижение риска аварии только на данном участке составит 296,83 млн бел. руб. /год, что значительно повышает экологическую безопасность трубопроводного транспорта нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах / колл. авт. // Сер. 27. Вып. 1. – М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2000. – 96 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕМОНТНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

А. Н. Козик, В. В. Воробьев

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

К настоящему времени рядом исследований и нормативным документом [1] определены основные ремонтные конструкции, использование которых допустимо на магистральных нефтепроводах и позволяет восстановить их работоспособность. Ремонтные конструкции – обжимная приварная муфта, галтельная муфта для ремонта поперечных швов, муфта с композитным заполнением, заварка, шлифовка, приварной патрубков считаются методами постоянного ремонта, однако их поведение при длительной эксплуатации совершенно не исследовано.

Применение существующих муфтовых технологий имеет ряд таких недостатков, как длительность установки, необходимость сварочных работ или применение специальных полимерных и композитных составов, специального оборудования и т.д.

С целью сравнения эффективности ремонтных технологий по методике [2] были проведены гидравлические испытания трубных плетей, в т.ч. и с установленными ремонтными конструкциями. Результаты испытаний представлены в табл. и на рис.

Таблица

Характеристика испытываемых плетей и параметры разрыва

Наименование	Плеть № 1	Плеть № 2	Плеть № 3
Место вырезки труб	395 км	аварийный запас	0 км
Марка стали	18Г2АУ	17Г1С	17ГС
Толщина стенки, мм	9	10	10
Срок эксплуатации, лет	37	0	37
Давление разрушения, МПа	11,5	13,0	12,7
Зона разрыва	Св. шов вантуза	Св. шов вантуза	Св. шов заплаты
Параметры разрыва (длина × ширина трещины, мм)	1780 × 310	1240 × 450	1650 × 340
Напряжение при разрушении $\sigma_{\text{в}}$, МПа:			
– по сертификату;	520	520	520
– по испытаний	518	527	514
Коэффициент $\sigma_{\text{в}}/\sigma_{\text{раб}}$	2,4	2,7	2,4

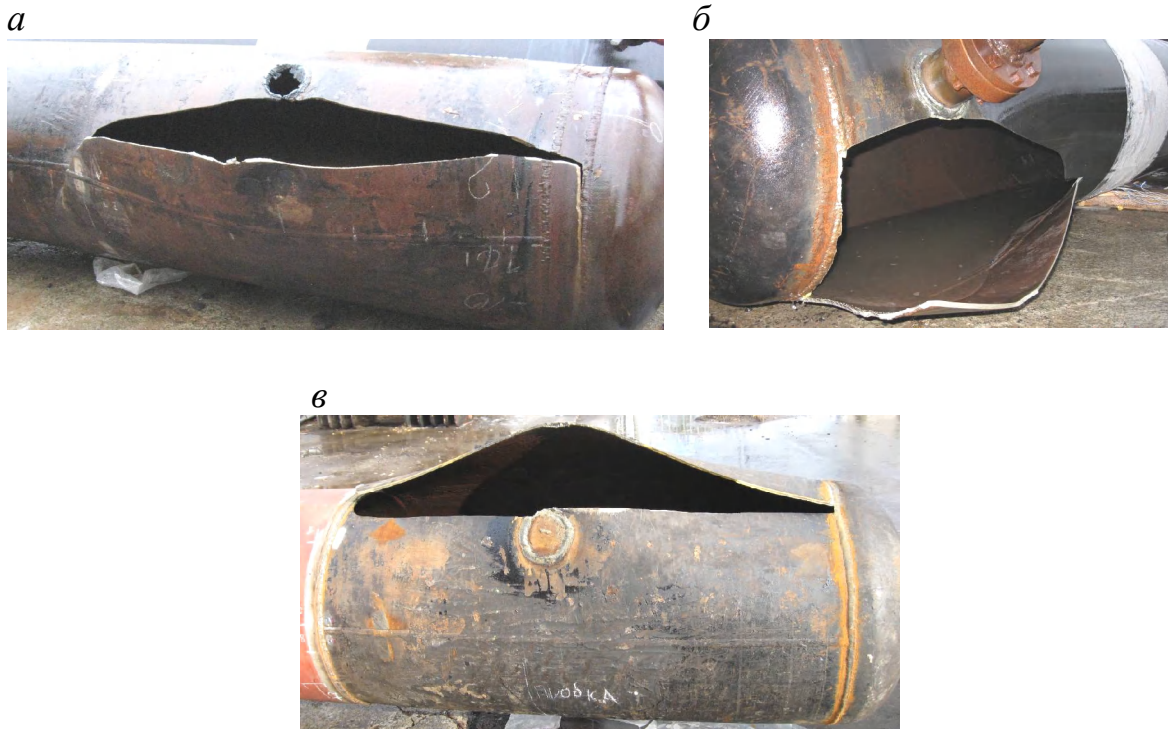


Рис. Разрывы плетей:
 а – плеть № 1, б – плеть № 2, в – плеть № 3

Наиболее прочной в принятых условиях нагружения оказалась, как и предполагалась, плеть из новых труб. Труба с установленными ремонтными конструкциями по величине разрушающего давления практически сравнялась с новой. Наименее прочной – труба после длительной эксплуатации.

Анализ разрушающих давлений, характера разрыва и напряженно-деформированного состояния позволяет сделать простой, но очень важный вывод: в случае отсутствия дефектов труб либо их устранения с использованием рассмотренных ремонтных конструкций прочность труб нефтепровода Мозырь-Брест диаметром 820 мм обеспечена в полной мере на рабочих давлениях эксплуатации. С позиции разрушающих давлений нет необходимости ни в снижении рабочего давления, ни, тем более, в сплошной замене труб в ближайшие годы.

В докладе представлены полные сведения по результатам испытаний конструкции и выводы на их основании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методы ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов: РД 153-39.4-067-04.
2. Козик, А.Н. Испытания нефтепроводных труб внутренним давлением / А.Н. Козик // Вест. Полоцк. гос. ун-та. Сер. Прикладные науки. – 2011. – № 8. – С. 110 – 114.

**ВИБРОЭЛЕКТРОИСКРОВОЙ СПОСОБ
ПОДГОТОВКИ ПОВЕРХНОСТИ ДЕТАЛЕЙ
ПЕРЕД ГАЗОТЕРМИЧЕСКИМ НАПЫЛЕНИЕМ ПОКРЫТИЙ**

В. В. Кустов

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

Разработка современных технологий и технологических процессов является одним из направлений повышения ресурса деталей нефтегазового оборудования. К ним, в частности, можно отнести и процессы газотермического напыления (ГТН) покрытий, которые, например, применяются для восстановления и упрочнения рабочих поверхностей таких деталей, как насосные штанги [1], штоки буровых насосов [2], замки для бурильных труб [3] и т.п. При этом следует отметить, что успешность применения ГТН покрытий на практике может сдерживаться их недостаточной прочностью сцепления с поверхностью (основой).

Анализ факторов, которые способствуют повышению этого показателя качества напыляемых покрытий, показывает, что одним из главных среди них является способ подготовки поверхности основы.

Существует, как известно, целый ряд таких способов [4]. Они основаны на различных методах создания шероховатости на поверхности детали: резанием, пластическим деформированием, электроискровой обработкой и др. Выбор того или иного способа подготовки поверхности определяется условиями, связанными со свойствами материала детали, покрытия, условиями эксплуатации. Анализ указанных условий позволяет не только решить проблему выбора, но и часто приводит к поиску путей совершенствования существующих и созданию новых способов подготовки поверхности. Определенным шагом в указанном направлении является и представленная работа, в основу которой была поставлена задача разработки виброэлектроискрового способа подготовки поверхности деталей перед напылением газотермических покрытий с целью повышения качества подготовки и увеличения производительности процесса.

Суть предлагаемого способа заключается в следующем: в металлический контейнер-электрод, установленный на вибрирующей пружинной подвеске, загружают токопроводящие частицы-гранулы. Источником вибраций служит вибратор. Деталь крепится в электроизолированном трехкулачковом самоцентрирующем патроне, смонтированном на шпинделе, и подключается к отрицательному полюсу источника питания, а контейнер-электрод, соответственно, – к положительному полюсу.

После включения вибратора, который приводит в колебательное движение контейнер-электрод с частотой 30...60 Гц, устанавливается вращение детали от приводного электродвигателя со скоростью $n = 40 - 70 \text{ мин}^{-1}$. Деталь является фактически погруженной в среду вибрирующих гранул, которые образуют кипящий слой. Благодаря этому отпадает необходимость регулировать давление электродов на деталь. Далее включают источник питания. В результате возникновения при этом искровых разрядов между гранулами и поверхностью детали осуществляется перенесение материала из вибрирующих гранул на поверхность, которая подлежит подготовке перед напылением покрытий.

После такой обработки на поверхности детали формируется прочно соединенный с ней слой из материала гранул, который имеет развитую шероховатость, за счет которой обеспечивается высокая прочность сцепления с основой напыленных покрытий. Предложенный способ подготовки поверхности характеризуется повышенной производительностью и позволяет проводить одновременно обработку всей поверхности деталей разной формы, в т.ч. и сложной (например, с эксцентрическими поверхностями), без дополнительных переустановок. Простота предложенного способа обеспечивает возможность широкой механизации и автоматизации технологического процесса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Копей, В.Б. Комплексное упрочнение насосных штанг металлизационными покрытиями и стеклопластиковой изоляцией / В.Б. Копей, И.И. Стелига // Нафтогазова енергетика. – 2009. – № 2. – С. 5 – 11.
2. Кустов, В.В. Разработка технологии восстановления и упрочнения штоков буровых насосов / В.В. Кустов, Л.Я. Ропяк // Тези доповідей наук.-техн. конф. «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікація нафтогазовидобутку на родовищах України», 16 – 18 лист. 2010 р.м., Івано-Франківськ. – Івано-Франківськ. – 2010. – С. 79.
3. Лачинян, Л.А. Работа бурильной колонны / Л.А. Лачинян. – М.: Недра. – 1992. – 214 с.
4. Хасуй, А. Наплавка и напыление / А. Хасуй, О. Моригаки; пер. с японск.. В.Н. Попова; под ред. В.С. Степина. – М.: Машиностроение. – 1985. – 189 с.

УДК 621.923

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФИНИШНОЙ ОБРАБОТКИ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

А. А. Лысов, А. С. Аршиков

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

В последние годы широкое развитие получили различные методы восстановления и упрочнения изношенных деталей машин, в частности

уплотнительных поверхностей запорной арматуры. Однако повышенные требования к их плоскостности и шероховатости вызывают значительные трудности при осуществлении финишной обработки таких изделий, особенно корпусов арматуры, имеющих уплотнительные поверхности закрытого типа. Использование абразивных паст и шлифовальных шкурок для отделочной обработки твердосплавных труднообрабатываемых поверхностей малоэффективно из-за низкой производительности и возможности остаточного шаржирования обрабатываемых поверхностей.

Значительно повысить производительность и качество обработки уплотнительных поверхностей позволяет шлифование планетарными алмазными дисками. Конструктивно они представляют собой корпус-водило, в котором эксцентрично смонтированы шлифовальные шпиндели, оснащенные дисками с алмазным покрытием. При вращении планетарного диска шлифовальные шпиндели дополнительно вращаются вокруг собственной оси за счет контактных сил трения. Однако этот процесс имеет случайный, неустойчивый характер, что приводит к неравномерному износу алмазосодержащего слоя и не всегда обеспечивает стабильное качество и высокую производительность обработки.

Для обеспечения регулярного сетчатого рельефа обрабатываемой поверхности шлифования и равномерного износа алмазного инструмента на кафедре «Технологии и оборудование машиностроительного производства» УО «ПГУ» разработана новая конструкция планетарного диска, предусматривающая дополнительное принудительное вращение шлифовальных шпинделей по определенной заданной программе. При использовании предложенной технологической схемы при определенных условиях наблюдается равномерный сетчатый рисунок шлифования и обеспечивается равномерный износ алмазосодержащего слоя. С целью изучения микрогеометрии обрабатываемой поверхности по предлагаемой схеме была разработана математическая модель процесса, описывающая перемещение режущих зерен алмазных зерен, позволяющая отслеживать закономерности формирования следов обработки. Данная модель позволяет с помощью компьютера визуально воспроизводить рельеф обрабатываемой поверхности при различных кинематических и технологических параметрах обработки, концентрации активных режущих алмазных зерен, топографии их расположения на рабочей поверхности инструмента.

За критерий качества обработки принимали регулярность распределения следов микрорезания и шероховатость обрабатываемой поверхности. Определены оптимальные структурно-топографические и фракционные характеристики алмазосодержащего режущего слоя. Установлено, что наибольшая эффективность резания и стойкость инструмента обеспечиваются

при упорядоченном расположении алмазных зерен на режущей поверхности в виде секторов, ограниченных кривыми близкими по форме к логарифмической спирали.

Результаты компьютерного моделирования проверялись экспериментально при отделочной обработке уплотнительных твердосплавных поверхностей задвижек D_y , 150... D_y , 250. Показано, что обработка по предложенной технологической схеме обеспечивает высокое качество обрабатываемой поверхности и повышение производительности обработки. При этом стойкость инструмента повышается в 1,5 раза, производительность – на 30...40 %.

Определены оптимальные соотношения скоростей вращения шлифовальных шпинделей и ведущего планетарного диска, обеспечивающие минимальную шероховатость обрабатываемых уплотнительных поверхностей при заданной концентрации и топографии расположения режущих алмазных зерен на рабочей поверхности инструмента.

УДК 622.279.51/.7(571.1)

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОТИВОФОНТАННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ

А. А. Машезов

ОАО «Белтрансгаз», г. Минск, Республика Беларусь

В связи с необходимостью создания в газотранспортной системе Республики Беларусь определенного резерва природного газа для использования в целях сглаживания сезонной неравномерности потребления в последние годы ОАО «Белтрансгаз» активно занимается созданием и расширением подземных хранилищ газа. На данный момент успешно эксплуатируются Осиповичское и Прибугское ПХГ, полным ходом параллельно идут процессы строительства и эксплуатации Мозырского ПХГ.

Основой для создания ПХГ любого типа является бурение сети скважин различного назначения. После ввода ПХГ в эксплуатацию фонд скважин периодически требует текущего либо капитального ремонта. Таким образом, на данный момент обеспечение безопасности и высокой технологичности процессов строительства и ремонта скважин в специфических условиях является одной из приоритетных задач для ОАО «Белтрансгаз» (а именно для Молодечненского управления буровых работ).

Бурение и капитальный ремонт скважин требует немалых затрат материальных и людских ресурсов, применения дорогостоящего оборудования и постоянно сопряжено с возможностью возникновения осложнений, которые являются следствием геологических факторов, либо технологических, либо их совокупности.

Особую опасность из всех видов осложнений представляют газопроявления, переходящие при определенных условиях в открытые газовые фонтаны. Газопроявление – это поступление пластового флюида (газа) из пласта в ствол скважины, не предусмотренное проектом строительства скважины или планом ее ремонта. Под открытым фонтаном понимают неуправляемое газоводопроявление в результате отсутствия, разрушения или негерметичности запорного оборудования или вследствие грифонообразования.

В мировой практике открытые фонтаны являются наиболее тяжелой аварией, часто приобретают характер стихийных бедствий, требуют для ликвидации больших материальных ресурсов и длительных сроков, существенно осложняют деятельность буровых и газонефтедобывающих предприятий, а также прилегающих к району аварии объектов промышленности, транспорта, сельского хозяйства, населенных пунктов.

В процессе бурения и ремонта скважин эффективность и безопасность работ при угрозе открытого фонтанирования в основном зависят от уровня практической подготовки буровой бригады. Как подтверждают статистические данные, большинство из происходящих фонтанов можно было бы предотвратить, если бы бурильщик со своими помощниками в самом начале газонефтепроявления предпринял бы необходимые действия по предотвращению возникновения фонтана.

Важность и значимость соблюдения требований противофонтанной безопасности трудно переоценить, поскольку от этого зависят здоровье, жизни людей и вероятность возникновения промышленных и экологических катастроф. Поэтому заниматься вопросами профилактики возникновения и непосредственно ликвидацией открытых фонтанов имеют право только специализированные военизированные организации, входящие в структуру МЧС. В нашем случае в области противофонтанной безопасности ОАО «Белтрансгаз» сотрудничает с Белорусским военизированным отрядом РУП «ПО «Белоруснефть». В обязанности БВО входит регулярное проведение комплекса работ по профилактике противофонтанной безопасности в соответствии с нормативными документами, действующими в ОАО «Газпром» и Республике Беларусь, на скважинах Прибугского, Осиповичского и Мозырского подземных хранилищ газа при эксплуатации, капитальном ремонте, бурении, геофизических исследованиях и перфорации.

**ПРОГНОЗ ОБЪЕМОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

А. Ю. Прокопенко

*ООО «Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»,
п. Развилка Московской обл., Российская Федерация*

Одной из основных причин снижения рабочего давления при эксплуатации магистральных газопроводов и, как следствие, снижения технически возможной производительности (ТВП) является развитие дефектов.

Неравномерность распределения дефектов по отдельным участкам и газопроводам в целом определяется влиянием эксплуатационных факторов (например, работоспособности системы противокоррозионной защиты), внешних условий эксплуатации (наличие агрессивной коррозионной среды, источников блуждающих токов и т.п.), истории строительства и эксплуатации. Дополнительную неоднородность вносят неравномерно протекающий рост дефектов и неопределенности, возникающие при диагностике технического состояния (в т.ч. и средствами внутритрубной инспекции).

В результате перед газотранспортными предприятиями появляются задачи прогнозирования роста протяженности участков с неудовлетворительным техническим состоянием и планирования объемов капитального ремонта газопроводов, эксплуатируемых со сниженным давлением, с учетом ограниченных материально-технических ресурсов.

Для планирования объемов капитального ремонта газопроводов разработан метод численного расчета с прогнозированием роста количества и степени опасности коррозионных дефектов. На основе корреляционных связей между показателями дефектности и протяженностью участков с допускаемым давлением разработан метод прогнозирования объемов капитального ремонта газопроводов, учитывающий изменение динамики протяженности участков со сниженным допускаемым давлением.

УДК 338.47:656

ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЗАТРАТАМИ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ И РЕКОНСТРУКЦИЮ ЛЧ МГ ПРИ ВЫВОДЕ ГАЗОПРОВОДА НА ТРЕБУЕМУЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефедов, Д. Г. Кузин

*ООО «Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»,
п. Развилка Московской обл., Российская Федерация*

Одной из важных задач, стоящих перед газотранспортными предприятиями, а также поставленных при разработке «Генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 г.», является прогноз и обоснование необходимых объемов капитального ремонта и реконструкции газопроводов, эксплуатируемых со сниженным рабочим давлением, с учетом ограниченных материально-технических ресурсов. Для планирования объемов капитальных затрат в линейную часть магистральных газопроводов необходимо учитывать не только рост дефектности, но и влияние роста дефектности на величину снижения технически возможной производительности (ТВП) газотранспортных систем. С учетом изменения в перспективе потоковых требований к этим ГТС появляется дополнительная задача оптимального сочетания работ по реконструкции с работами по капитальному ремонту.

Для обоснованного планирования объемов ожидаемых затрат на ремонт, установления порядка технического обслуживания газопроводов, синхронизации программ реконструкции и капитального ремонта ЛЧ МГ предложен комплексный методический подход, учитывающий требования по поддержанию или изменению заданного рабочего давления а также прогноз роста дефектности и динамики снижения допустимого рабочего давления на газопроводах. Указанный методический подход опробован при разработке планов перспективного развития одного из газотранспортных предприятий.

УДК 621.642.07

ВЫБОР МЕТОДОВ РЕМОНТА ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ ДЕФЕКТОВ

Л. М. Спириденко, А. И. Бондарчук

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Современная структура технологии добычи, транспортировки и переработки нефти и структура потребления нефтепродуктов предопределяет необходимость хранения продуктов в резервуарах. Нефть и нефтепродукты

хранят в резервуарных парках на промыслах, нефтеперекачивающих станциях, в сырьевых и товарных парках нефтеперерабатывающих заводов.

Резервуарами называются сосуды, предназначенные для приема, хранения, технологической обработки и отпуска различных жидкостей: нефти, нефтепродуктов, сжиженных газов, воды, водного аммиака, технического спирта и др. [1].

Для хранения нефти и нефтепродуктов используются резервуары самых разнообразных конструктивных решений, в основном стальные и железобетонные. Наиболее распространен стальной цилиндрический вертикальный резервуар. Стальные резервуары в отличие от аналогичных железобетонных имеют меньшую стоимость строительства и трудоемкость. Однако они сравнительно металлоемки и подвержены коррозии. Поэтому главная задача при эксплуатации стальных резервуаров – поддержать их работоспособность, в т.ч. и эксплуатационную надежность.

Дефекты резервуаров, влияющие на эксплуатационную надежность стальных вертикальных резервуаров, можно классифицировать по ряду признаков. Одним из них является классификация по времени образования: в процессе изготовления металлопроката (делятся на дефекты образования), в процессе производства рулонных заготовок, в процессе транспортировки рулонных заготовок, в процессе монтажа, эксплуатации резервуара [2].

По первым трем позициям дефекты устраняются после обнаружения при изготовлении металлоконструкций резервуара на производстве либо выбраковываются.

Наиболее опасными являются монтажные дефекты, появившиеся при некачественном монтаже резервуаров на площадке и не выявленные в процессе контроля при сооружении, и эксплуатационные (появившиеся в т.ч. и в процессе монтажа). К наиболее часто встречающимся дефектам относятся: дефекты монтажных сварных швов; вырывы металла и остатки при варке монтажных приспособлений на первом поясе стенки; сквозные отверстия в настиле крыши; неравномерная осадка РВС; угловатость монтажных швов; недопустимые отклонения от вертикали; хлопуны на днище; хлопуны на стенке РВС, вмятины и выпучины; коррозионные повреждения утора и первого пояса стенки, повреждения крайков; полотнища днища.

Перечисленные дефекты также можно классифицировать по конструктивным элементам резервуара:

- основание;
- днище;
- крайки днища;
- стенка;
- крыша;
- др. элементы (лестница, понтоны).

В зависимости от конструктивного элемента и вида дефектов разрабатываются карты примерных исправлений дефектов в металлических резервуарах.

В картах приведены наиболее часто встречающиеся случаи образования дефектов в конструкциях металлических резервуаров и даны примеры устранения этих дефектов. Примером такого подхода можно увидеть в документе [3]. В настоящее время данный документ не отвечает современным нормативным требованиям, технологии и применяемым материалам.

Дефекты, возникающие в конструкциях металлических резервуаров, не предусмотренные настоящими картами, должны устраняться по отдельным решениям с разработкой технологии применительно к изложенным случаям в картах.

Дефекты в конструкциях могут устраняться организацией, производящей ремонтные работы, по специально разработанной и согласованной с заказчиком технологии.

Однако приведенные карты могут выступать в качестве прототипа для разработки ТНПА Республики Беларусь по ремонту резервуаров. Данные подходы позволяют систематизировать процесс ремонтов стальных резервуаров, уменьшить трудоемкость и себестоимость процессов дефектов стальных резервуаров и обеспечить их работоспособность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Толковый словарь терминов и понятий, применяемых в трубопроводном строительстве / под общ. ред. проф. Ю.А. Горяинова. – М.: Книга, 2000. – 215 с.
2. Алиев, Р.А. Сооружение газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз / Р.А. Алиев, И.В. Березина, Л.Г. Телегин. – М.: Недра, 1987.
3. Правила технической эксплуатации металлических резервуаров на предприятии Главнефтеснаба РСФСР. – Ч. 2.

УДК 622.691.4

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ СТАЛЬНЫХ СВАРНЫХ МУФТ ДЛЯ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ МГ

А. М. Шарыгин¹, Е. А. Дасис², Ю. Б. Какулия³

¹*Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта, Российская Федерация*

²*ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Российская Федерация*

³*Филиал Российского государственного социального университета, г. Анапа, Российская Федерация*

Надежность линейной части эксплуатируемых магистральных газопроводов (МГ) имеет тенденцию к снижению в силу ряда объективных причин, приводящих, в частности, к появлению дефектов в стенках труб.

Давно и часто применяемым способом восстановления эксплуатационной надежности труб газопроводов считается ремонт дефектных зон на трубах посредством установки сварных стальных муфт (ССМ). К настоящему времени накоплен большой опыт применения стальных муфт, разработано и апробировано много различных муфтовых конструкций, в результате чего и сложились определенные традиции – в частности, толщина муфтовой обечайки в большинстве случаев принимается равной или несколько большей толщины стенок трубы газопровода.

Качественная оценка влияния толщины муфтовой обечайки на деформированное состояние стенок газопровода приводит к выводу о незначительном росте эффективности ремонта муфтовой конструкцией при возрастании толщины муфтовой обечайки [1]. Выполним количественный анализ оптимальности толщины муфтовой обечайки, использованной для ремонта участка газопровода, содержащего протяженный трещиноподобный несквозной дефект продольной ориентации, относящийся к наиболее опасной разновидности поверхностных дефектов.

Предельное давление для участка трубопровода с протяженным дефектом при усилении ССМ, установленной без зазоров и без предварительного натяга, определим по соотношению

$$P_{np} = P_{np.m} + P_{np.m} - P_{\partial}, \quad (1)$$

где $P_{np.m} = \frac{(1-\bar{t}) \cdot 1,23P_m}{1-\frac{t}{M}}$ – предельное давление для трубы с протяженным

поверхностным дефектом, МПа [2];

$\bar{t} = \frac{t}{\delta}$ – относительная глубина трещиноподобного дефекта;

t – средняя глубина дефекта, мм;

δ – толщина стенки, мм;

P_m – давление в трубопроводе, создающее в стенках трубы напряжения текучести, МПа;

$M = \sqrt{1 + 0,4L^2 / R\delta}$ – коэффициент Фолиаса;

L – длина протяженного дефекта, мм;

R – наружный радиус трубы, мм;

$P_{np.m} = \frac{\sigma_s \delta_m}{R}$ – предельное давление для муфтовой обечайки, МПа;

δ_m – толщина муфтовой обечайки, мм;

σ_s – предел прочности материала муфтовой обечайки, принимаем равным пределу прочности материала трубопровода, МПа;

P_{∂} – давление в трубопроводе при установке муфты, МПа.

Чтобы определиться с оптимальной толщиной муфтовой обечайки, принимаем:

$$P_{np} \leq P_{доп}, \quad (2)$$

где $P_{доп} = \kappa_2 \sigma_T \delta / R$ – допустимое давление на стенки трубы, МПа;

σ_m – предел текучести материала трубы, МПа;

κ_2 – коэффициент надежности.

Обозначим относительную толщину муфтовой обечайки как

$$\alpha = \frac{\delta_m}{\delta}.$$

Приравнявая (1) и (2) и приняв $\kappa_2 = 1,15$, $P_d = 0,33$ рабочего давления, после подстановки слагаемых для относительной толщины муфтовой обечайки, выполненной из стали с $\sigma_s = 492$ МПа, $\sigma_m = 400$ МПа и трубы диаметром $D_n = 1220$ мм, получаем $\alpha \approx 0,57$.

Следовательно, стальная сварная муфта с толщиной стенки, составляющей 0,6 от толщины стенки трубопровода, будучи установленной над весьма опасным дефектом, обеспечивает необходимый запас прочности.

Кроме того, следует отметить, что муфта с излишней толщиной стенки хуже следует деформациям стенок трубопровода и может создавать дополнительные концентраторы напряжений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров, Ю.В. Опыт-расчетная апробация ремонта магистральных газопроводов стальными сварными муфтами / Ю.В. Александров, А.М. Шарыгин, А.С. Попков // Газовая промышленность. – 2009. – № 12. – С. 44 – 47.

2. Купершляк-Юзефович, Г.М. Расчет разрушающего давления в газопроводах, подверженных коррозионным растрескиваниям под напряжением / Г.М. Купершляк-Юзефович, Ю.Г. Разумовский // Строительство трубопроводов. – 1996. – № 6. – С. 17 – 18.

VII. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ
И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 614.847:006.354

РАСЧЕТ ИНТЕНСИВНОСТИ ТЕПЛОВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Г. Г. Васильев, В. Г. Пирожков, С. А. Дамочкина

*Российский государственный университет нефти
и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация*

Интенсивность теплового излучения для пожара пролива жидкости вычисляют по уравнению

$$q = E_f E_q \tau_a, \text{ кВт} \cdot \text{м}^{-2}, \quad (1)$$

где E_f – среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени, $\text{кВт} \cdot \text{м}^{-2}$;

E_q – угловой коэффициент облученности;

τ_a – коэффициент пропускания атмосферы.

Эффективный диаметр пролива нефти на горизонтальную поверхность определяют по уравнению

$$d_{np} = \left(4S_{np} \pi^{-1} \right)^{0,5}, \text{ м.} \quad (2)$$

Высота видимой части пламени определяется по уравнению

$$H_{nl} = 42 \left[m_{выз} \left(g d_{np} \right)^{-0,5} \rho_v^{-1} \right]^{0,61}, \text{ м.} \quad (3)$$

Угловой коэффициент облученности F_q определяется по уравнению

$$F_q = \left(F_{гор} + F_{вер}^2 \right)^{0,5}, \quad (4)$$

где $F_{гор}$, $F_{вер}$ – факторы облученности для горизонтальной и вертикальной площадки соответственно, определяемые по уравнениям:

$$F_{гор} = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\begin{array}{l} \frac{B - \frac{1}{S}}{(B^2 - 1)^{0,5}} \arctg \left[(B + 1)(S - 1)(B - 1)^{-1}(S + 1)^{-1} \right]^{0,5} - \\ - \frac{A - \frac{1}{S}}{(A^2 - 1)^{0,5}} \arctg \left[(A + 1)(S - 1)(A - 1)^{-1}(S + 1)^{-1} \right]^{0,5} \end{array} \right), \quad (5)$$

$$F_{вер} = \frac{1}{\pi} \cdot \left(S^{-1} \arctg \left[\frac{h(S^2 - 1)^{0,5} - \left[\arctg \left[(S - 1)(S + 1)^{-1} \right] - \left[A(A^2 - 1)^{-0,5} \right] \cdot \left[\arctg \left[(A + 1)(S - 1)(A - 1)^{-1}(S + 1)^{-1} \right]^{0,5} \right]}{s} \right] \right) \right). \quad (6)$$

Интенсивность теплового излучения для «огненного шара» определяется также по уравнению

$$q = E_f F_q \tau,$$

где E_f – величина среднеповерхностной плотности теплового излучения. Величина углового коэффициента облученности определяется как

$$F_q = \left[\frac{H_{o.ш.}}{D_{o.ш.}} + 0,5 \right] \left(4 \left[\left[\frac{H_{o.ш.}}{D_{o.ш.}} + 0,5 \right]^2 + \left[\frac{R_{o.ш.}}{D_{o.ш.}} \right]^2 \right]^{1,5} \right)^{-1}, \quad (7)$$

где $H_{o.ш.}$ – высота центра «огненного шара», м;
 $D_{o.ш.} = 5,33 \cdot m^{0,327}$, м – эффективный диаметр «огненного шара», м;
 $R_{o.ш.}$ – расстояние от облучаемого объекта до точки на поверхности земли непосредственно под центром «огненного шара», м.

Время существования «огненного шара» определяется по уравнению

$$t_{o.ш.} = 0,92 \cdot m^{0,303}. \quad (8)$$

Коэффициент пропускания атмосферы τ_a для «огненного шара» определяется по уравнению

$$\tau_a = \exp \left[\left(-7,0 \cdot 10^{-4} \right) \left(R_{o.ш.}^2 + H_{o.ш.}^2 \right)^{0,5} - 0,5 D_{o.ш.} \right]. \quad (9)$$

УДК. 665.52(075.8)

ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ НА ТРУДОЕМКОСТЬ ПРОЦЕССА ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ

И. Ю. Дудолодов

*Российский государственный университет нефти
и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация*

Объекты трубопроводного транспорта нефти несут в себе высокий уровень техногенного риска.

Аварии на нефтепроводах характеризуются единовременным причинением значительного материального ущерба, включающего в себя нане-

сение вреда человеку, а также долговременное негативное воздействие на компоненты окружающей природной среды (средняя масса потерь при реализации аварийной ситуации на нефтепроводах составляет 370 т). Удельная интенсивность аварий составляет 0,26 случаев в год на 1000 км, и это только зарегистрированные аварии.

В работе проведен анализ основных факторов, определяющих объем аварийного разлива нефти на трубопроводном транспорте.

По результатам расчетов истечения нефти наглядно продемонстрирована зависимость изменения объема аварийного разлива от времени, прошедшего с момента начала аварии, и типа образовавшегося дефектного отверстия (гильотинный порыв, трещина, свищ).

На основании свойств грунта (его нефтеемкости) и коэффициента фильтрации математически выведена формула расчета глубины пропитки грунта нефтью.

При рассмотрении типов грунтов (песок, супесь, глина) и нефти с различной вязкостью ($0,2 \text{ см}^2/\text{с}$; $0,4 \text{ см}^2/\text{с}$; $0,6 \text{ см}^2/\text{с}$) изучена зависимость коэффициента сбора нефти от времени ликвидации аварийного разлива специализированными формированиями. Существенное снижение потерь нефти и масштаба наносимого аварией экологического ущерба возможно при своевременном реагировании специализированных формирований на разлив.

Выводы, сделанные по настоящей работе, способствуют повышению безопасности транспортировки нефти, а также могут лечь в основу создания системы достоверного прогнозирования развития аварийных ситуаций и оценки их последствий.

УДК 614.842.615

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДСЛОЙНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ СПОСОБОМ ОПЕРАТИВНОЙ ВРЕЗКИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОММУНИКАЦИИ

В. К. Емельянов, О. Д. Навроцкий, О. В. Черневич

*Учреждение «Научно-исследовательский институт пожарной безопасности
и проблем чрезвычайных ситуаций» МЧС Республики Беларусь,
г. Минск, Республика Беларусь*

Большинство пожаров на территории объектов хранения и переработки нефти и нефтепродуктов происходит в наземных резервуарах вертикальных стальных (РВС). Одним из наиболее эффективных и безопасных способов тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах является подслоинное пожаротушение, при котором пена низкой кратности, полу-

чаемая из фторсодержащих пленкообразующих пенообразователей, подается по трубопроводу в нижнюю часть резервуара непосредственно в слой горючего. Основное достоинство подслоного пожаротушения заключается в надежной защите горючего, покрытого пленкой, от повторного воспламенения. Для тушения требуется меньшее количество пенообразователя, поскольку вся пена попадает в зону пожара.

Для тушения вертикальных стальных резервуаров рекомендуется использовать стационарные системы подслоного пожаротушения. Вместе с тем, оснащение вертикальных стальных резервуаров стационарными системами подслоного пожаротушения и вводами пены (сухотрубами) может быть осуществлено только в период капитального ремонта, связанного со значительными финансовыми затратами, что существенно ограничивает темпы внедрения подслоного способа пожаротушения. Согласно результатам исследований, проведенных специалистами МЧС Республики Беларусь, подача пены низкой кратности в слой горючей жидкости возможна не только через стационарные пенопроводы системы пожаротушения, но и через технологические коммуникации (нефтепродуктопроводы, линии размывки донных отложений), расположенные в нижней части резервуара.

Разработанный в НИИ ПБ и ЧС МЧС Республики Беларусь комплекс оборудования для выполнения данной задачи, состоит:

- из устройства оперативной врезки интегрированного (далее – УОВИ);
- модуля хранения сжатого воздуха (далее – МХСВ);
- генератора пены высоконапорного (далее – ГПВ).

Схема подключения комплекса оборудования к технологическим коммуникациям резервуара представлена на рис.

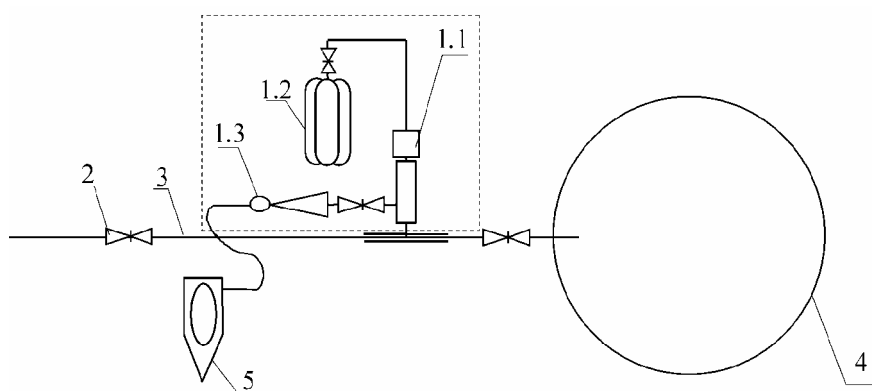


Рис. Схема подключения комплекса оборудования к технологической коммуникации резервуара:

1 – комплекс оборудования оперативной врезки: 1.1 – устройство оперативной врезки интегрированное УОВИ; 1.2 – модуль хранения сжатого воздуха МХСВ; 1.3 – генератор пены высоконапорный ГПВ; 2 – задвижка; 3 – технологическая коммуникация резервуара; 4 – резервуар; 5 – автомобиль пожарный

ЛИТЕРАТУРА

1. Шароварников, А.Ф. Тушение пожаров нефти и нефтепродуктов подачей пены в слой горючего / А.Ф. Шароварников, В.П. Молчанов. – М.: Пожкнига, 1996. – С. 27 – 36.

2. Инструкция по тушению пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах методом подачи пены в слой горючего: утв. постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Респ. Беларусь от 26.06.2007 № 61.

УДК. 665.52(075.8)

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПЛАНОВ ЛИКВИДАЦИИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

А. Н. Козик¹, В. М. Москвич², С. П. Чуйков²

¹ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

²ООО «АС Подводтрубопровод», г. Киев, Украина

Основным документом, регламентирующим порядок действий сил и средств АВС в аварийной ситуации, является «План ликвидации возможных аварий» на соответствующем объекте (подводном переходе магистрального нефтепровода через реку), где действия определенной группы, участвующей в аварийно-восстановительных работах, должны быть обеспечены определенным объемом информации.

Примером информационного обеспечения плана ликвидации возможных аварийных ситуаций может служить ИБД 4 (рис.).

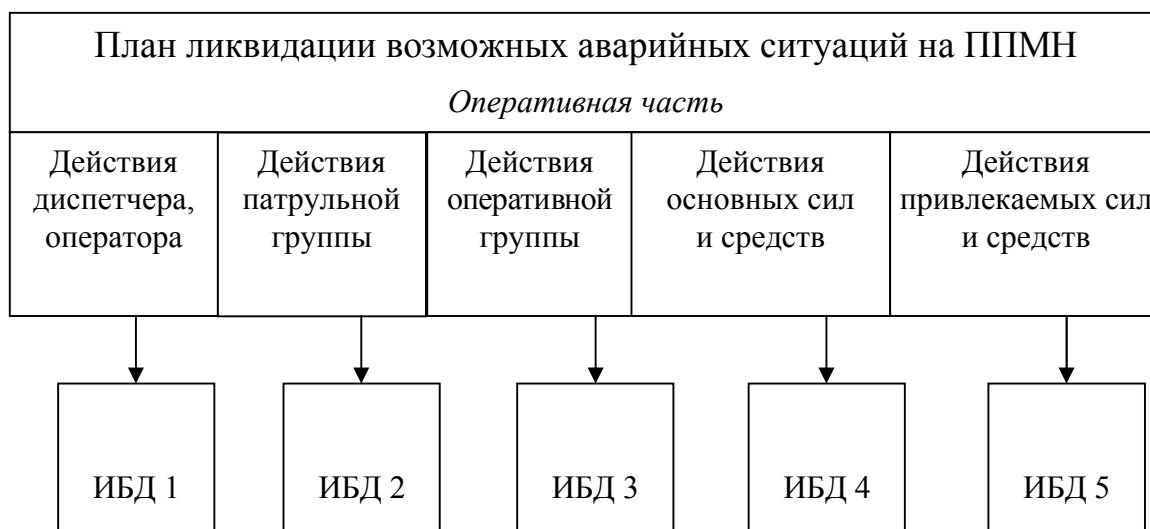


Рис. Структура оперативной части ПЛВА

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ ПЕРСОНАЛА АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ

А. Н. Козик¹, В. М. Москвич²

¹ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

²ООО «АС Подводтрубопровод», г. Киев, Украина

Потеря устойчивости, изменение пространственного положения сверх проектных показателей, коррозионные процессы, стресскоррозия могут повлечь за собой разгерметизацию нефтепровода. Особенно опасны аварии, связанные с попаданием нефти в водотоки. Поэтому каждая организация, эксплуатирующая нефтепроводы, готовит свои аварийные подразделения к ликвидации возможных аварий и разрабатывает соответствующие планы мероприятий, заранее готовя плацдармы для борьбы с нефтяным загрязнением водотоков – рубежи локализации и сбора нефти.

План ликвидации аварий отвечает на вопрос «что делать?» в случае аварии, но не на вопрос «как делать?» те или иные технологические операции в сложившихся на момент ликвидации аварийной ситуации обстоятельствах.

Особенности объектов (рубежей ЛиСН), помноженные на широкую вариантность обстоятельств – слагаемых аварийной ситуации, требуют индивидуального технологического и организационного подхода к действиям сил и средств и соответствующего подхода к обучению персонала. Задачи охраны труда при выполнении аварийных работ на воде (льду) должны быть решены в соответствии с возможной ситуацией (климатической, сезонной, погодной, гидрологической и т.п.) на конкретных объектах (рубежах ЛиСН). Задачи техники безопасности должны решаться для каждой технологии ЛиСН как правила и приемы безопасного выполнения работ.

Оптимальной формой решения поставленных задач является практическое пособие, которое, концентрируя в своих разделах опыт борьбы с нефтяным загрязнением водоемов, отвечает на вопрос «как делать?», т.е. как безопасно для персонала в полной мере реализовать возможности рубежа ЛиСН в сложившихся обстоятельствах и сохранить приобретенный опыт.

Структура – блочно-модульная (рис. 1). Совокупность блоков, объединенных общими ситуационными признаками (межень, половодье, ледостав, болото и т.п.), составляют часть пособия (рис. 2).

Структура, содержание и возможности пособия позволяют:

– проводить индивидуальную и коллективную подготовку и периодическую переподготовку персонала аварийно-восстановительных подразделений в соответствии с утвержденными и регламентированными программами на примере реальных объектов;

- готовить рабочие планы и программы учений и учебно-тренировочных занятий;
- актуализировать разделы пособия в соответствии с результатами учений и УТЗ, а также полученными и приобретенными персоналом знаниями и опытом.

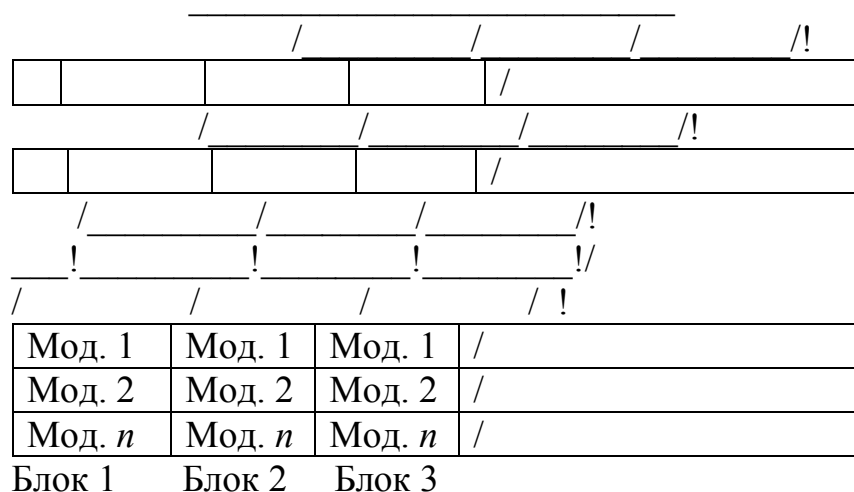


Рис. 1

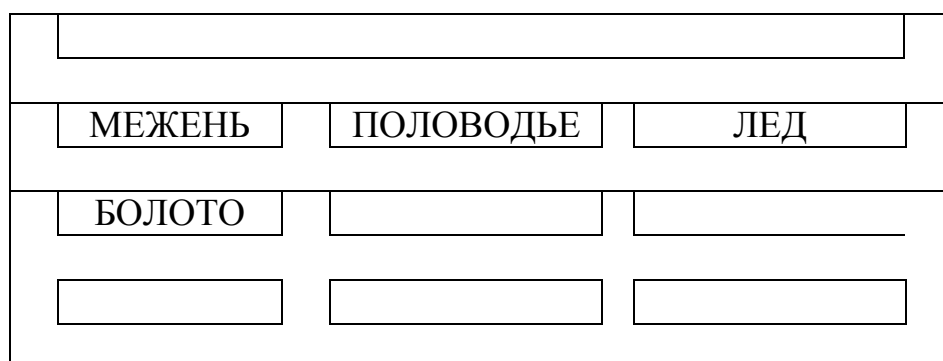


Рис. 2

УДК 502.55

ЗАГРЯЗНЕНИЕ НЕФТЬЮ ПОЧВ

Д. П. Комаровский, О. Л. Воднева

УО «Полоцкий государственный университет»,

г. Новополоцк, Республика Беларусь

В последние годы проблема нефтяных загрязнений становится все более актуальной. Развитие промышленности и транспорта требует увеличения добычи нефти как энергоносителя и сырья для химической про-

мышленности. А вместе с тем, это одна из самых опасных для природы индустрий. Ежегодно миллионы тонн нефти выливаются на поверхность Мирового океана, попадают в почву и грунтовые воды, сгорают, загрязняя воздух.

Большинство земель в той или иной мере загрязнены нефтепродуктами. Загрязнение почв нефтью в местах ее добычи, переработки, транспортировки и распределения превышает фоновое в десятки раз. Ежегодно десятки тонн нефти загрязняют полезные земли, снижая ее плодородие.

Основной источник загрязнения почвы нефтью – антропогенная деятельность человека. В естественных условиях нефть залегают под плодородным слоем почвы на больших глубинах и не производит существенного на нее влияния. В нормальной ситуации нефть не выходит на поверхность, происходит это только в редких случаях в результате подвижек горных пород, тектонических процессов, сопровождающихся поднятием грунта.

Основные загрязнения нефтью происходят в районах нефтепромыслов, нефтепроводов, а также при перевозке нефти по сухопутным и особенно морским магистралям.

В районах наземных нефтепромыслов и нефтепроводов периодически происходят локальные утечки нефти и нефтепродуктов, которые не распространяются на большие площади. Загрязнение почв происходит при фонтанировании нефтескважин, неправильной очистке буровых скважин, хранилищ и резервуаров с мазутом и нефтепродуктами, а также при инфильтрации из поврежденных труб.

Экологические последствия загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами зависят от параметров загрязнения, свойств почвы и характеристик внешней среды.

К первой группе факторов относятся химическая природа загрязняющих веществ, концентрация их в почве, срок от момента загрязнения и др.

Нефть состоит из многих фракций, существенно различающихся между собой по физико-химическим свойствам. Поэтому их поведение в почве различно.

Наибольшей проникающей способностью обладают легкие фракции, которые капиллярными силами затягиваются на глубину до 1 м. Будучи загрязнена только легкими фракциями, почва со временем может самоочиститься, т.к. эти фракции обладают низкими температурами кипения и довольно быстро испаряются.

Тяжелые битумные фракции, которые находятся в нефти, проникают не глубже 12 см. При нормальной температуре это твердые аморфные ве-

щества, они адсорбируются из раствора почвенными частицами верхнего слоя, склеивают их, застывают и образуют твердую корку. Такое загрязнение не может быть ликвидировано естественным путем.

Фракции нефти имеют разную токсичность. Поэтому загрязнение тяжелыми фракциями наносит косвенный вред – ухудшает или вообще делает невозможным аэрацию почвы, понижает содержание в почве кислорода, что приводит к снижению количества или вообще вымиранию аэробной части микрофлоры и, наоборот, увеличению числа анаэробов. Наиболее опасно загрязнение именно самой нефтью: при этом легкие фракции проникают вглубь, а тяжелые создают корку на поверхности, не давая первым испариться. В результате все живое в почве просто гибнет, почва теряет свои хозяйственные свойства, становится мертвой.

Ко второй группе факторов принадлежат структура почвы, гранулометрический состав, влажность почвы, активность микробиологических и биохимических процессов и др.

Чем крупнее частицы почвы, тем легче нефть и нефтепродукты проходят внутрь ее, в ее нижние слои. От структуры почвы также зависит степень аэрации почвы, а следовательно, интенсивность испарения и окисления нефти. Влажная почва отталкивает гидрофобные нефть и нефтепродукты, препятствуя ее впитыванию.

К внешним факторам относятся температура воздуха, ветренность, уровень солнечной радиации и особенно доля ультрафиолетового излучения в свете, растительный покров и пр.

Чем выше температура воздуха, тем выше скорость окислительных процессов, посредством которых разлагается на воздухе нефть. Соответственно в летнее время нефть быстрее разлагается: легкие фракции испаряются, тяжелые окисляются. Зимой, при отрицательной температуре, большинство тяжелых фракций переходят в твердое состояние и вообще не окисляются, поэтому основная часть (если не все) процессов разложения нефти и нефтепродуктов происходят именно летом. Ветер обдувает верхний слой почвы свежим воздухом, создавая динамически повышенную концентрацию кислорода над ней, способствуя окислению. К тому же ветер создает токи воздуха в воздушной системе почвы, по крайней мере, той ее части, что осталась после загрязнения. Выветривание верхнего загрязненного и окисленного слоя также содействует дальнейшему очищению. Ультрафиолетовое излучение способствует окислительным реакциям и поэтому сильно ускоряет разложение нефти на поверхности земли и, особенно, на водных гладях.

Тяжелые углеводы, содержащиеся в нефти, накапливаются в почве и ухудшают водный режим почвы и ее физические свойства. Они резко сни-

жают содержание подвижных соединений азота и фосфора и оказывают токсичное воздействие на рост растений. В результате этого усиливается эрозия почв и их деградация.

УДК 614.833.3, 614.833.4

РАСЧЕТ И ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ЗОН ЗАРАЖЕНИЯ В ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Д. С. Котов, В. А. Саечников, С. Г. Котов
*Белорусский государственный университет,
г. Минск, Республика Беларусь*

При возникновении чрезвычайных ситуаций на трубопроводах, транспортирующих сильнодействующие ядовитые вещества (СДЯВ), при прогнозировании зон заражения необходимо руководствоваться РД 52.04.253-90 «Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте».

Согласно данному документу, при прогнозировании масштабов заражения непосредственно после аварии должны браться конкретные данные о количестве выброшенного (разлившегося) СДЯВ и реальные метеорологические условия: температура воздуха, скорость ветра на высоте 10 м (на высоте флюгера), степень вертикальной устойчивости воздуха. Предельная продолжительность сохранения неизменными метеорологических условий (степени вертикальной устойчивости воздуха, направления и скорости ветра) составляет 4 ч.

Если рассмотреть приложения к указанной методике, то можно увидеть, что метеорологические условия могут меняться и в течение более короткого времени. Следовательно, необходимо иметь методику прогнозирования и визуализации зон заражения при выбросах и проливе сильнодействующих ядовитых веществ в изменяющихся метеорологических условиях.

С целью создания такой методики проанализировано, какие параметры влияют на масштабы заражения СДЯВ при авариях на химически опасных объектах и транспорте с изменением метеорологических условий.

На топографических картах и схемах зона возможного заражения при скорости ветра, меньшей либо равной 0,5 м/с, имеет вид окружности.

Выведены аналитические формулы, позволяющие рассчитать радиус, глубину зоны заражения для первых и вторых метеорологических условий.

При скорости ветра более 0,5 м/с зона поражения представляет собой полуокружность или сектор.

Поэтому при этой скорости ветра, когда при вторых метеорологических условиях направление ветра отлично от направления ветра при первых метеорологических условиях, формулы расчета глубин зон заражения при первых и вторых метеорологических условиях сохраняются, но графическое представление зоны заражения на картах и планах изменяется.

При указанных условиях зоны поражения могут быть представлены тремя секторами. Первый сектор – это сектор, образовавшийся при первых метеорологических условиях. Второй – это сектор, образовавшийся при вторых метеорологических условиях в области, не подвергшейся заражению СДЯВ при первых метеорологических условиях. Третий – это сектор, образовавшийся при первых и вторых метеорологических условиях.

В случае, когда образуются три сектора, значения радиуса первого сектора численно равно глубине зоне заражения от источника заражения при первых метеорологических условиях. Все линейные и угловые параметры сектора сохраняются неизменными в течение всего времени, пока сохраняются неизменными вторые метеорологические условия.

Радиус второго сектора численно равен глубине зоны заражения от источника заражения при вторых метеорологических условиях $\Gamma_{м2}$. Угловые параметры сектора сохраняются в течение всего времени, пока не изменяются вторые метеорологические условия. С течением времени меняется только радиус сектора.

Радиус третьего сектора находится сложением глубин зон заражения от источника заражения при первых и вторых метеорологических условиях. Угловые параметры сектора сохраняются в течение всего времени, пока не изменяются вторые метеорологические условия. С течением времени меняется только радиус сектора.

Выведены формулы, позволяющие рассчитать угловые параметры трех секторов при двух метеорологических условиях.

Показано, что, развивая предложенную методику, можно вывести формулы нахождения угловых параметров зон поражения при трех и более различных метеорологических условиях, характеризующихся различным направлением ветра. При этом количество условий и формул расчета будет лавинообразно увеличиваться.

Поэтому разработаны методика, алгоритм и программное средство нахождения линейных и угловых размеров зон поражения при различных метеорологических условиях, характеризующихся различным направлением ветра, методами электронно-вычислительной техники.

**ПЕНОПОЛИУРЕТАНОВЫЙ СОРБЕНТ –
ЭФФЕКТИВНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ
НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ**

**М. А. Ксенофонов, В. С. Васильева, Л. Е. Островская,
Л. Н. Василевская, Т. Г. Павлюкевич**

Научно-исследовательское учреждение

«Институт прикладных физических проблем им. А. Н. Севченко»

Белорусского государственного университета,

г. Минск, Республика Беларусь

При передвижении больших объемов нефти, нефтепродуктов и др. органических веществ по магистральным трубопроводам увеличивается вероятность возникновения прорывов и других аварийных ситуаций, приводящих к масштабным загрязнениям окружающей среды. Ликвидация таких аварий невозможна без использования эффективных сорбирующих материалов и изделий из них, позволяющих с высокой скоростью и в большом объеме поглощать нефтепродукты.

В данной работе представлен сорбирующий материал, изготовленный из модифицированного пенополиуретанового композита, который по своей эффективности не уступает, а по некоторым параметрам превосходит широко применяемые поглощающие материалы «Уремикс-913», «СТРГ», «Новосорб» (Россия); «Poroil» (Финляндия); «ЗМ» (США); «Pit Sorb» (Канада); «Black Green» (Швейцария). В пенополиуретановом сорбирующем материале полимерная матрица распределена по стенкам многочисленных ячеек-пор, которые обеспечивают высокую сорбционную емкость за счет доступа сорбата в объем пенополимера. Эффективность сорбента обусловлена особенностями химического строения полимерной матрицы, макромолекулы которой состоят из гибких и жестких сегментов цепи и различных гидрофобных (алифатических, ароматических) и гидрофильных (уретановых, амидных, мочевиновых, эфирных и др.) групп, что позволяет использовать его для сорбции полярных и неполярных молекул. Многообразие функциональных групп обуславливает возникновение водородных, ионных, диполь-дипольных, вандер-ваальсовых и др. межмолекулярных взаимодействий с сорбируемым веществом, благодаря которым сорбат не только поглощается, но и удерживается в объеме сорбента. Показателем эффективности сорбента наряду с сорбционной емкостью является его способность в насыщенном состоянии удерживать в объеме поглощенную жидкость. На рис.

приведена кинетика поглощения и кинетика потерь массы нефти из сорбента «Пенопурм» в насыщенном состоянии.

Для определения потерь массы насыщенный нефтью образец сорбента удерживали в вертикальном положении для стекания избытка сорбата. Удерживающую способность Y , г/г, рассчитывали по формуле

$$Y = (m_t - m_0)/m_0, \quad (1)$$

где m_0 – масса исходного образца сорбента, г;

m_t – масса образца, г, в момент времени t при свободном стекании сорбата.

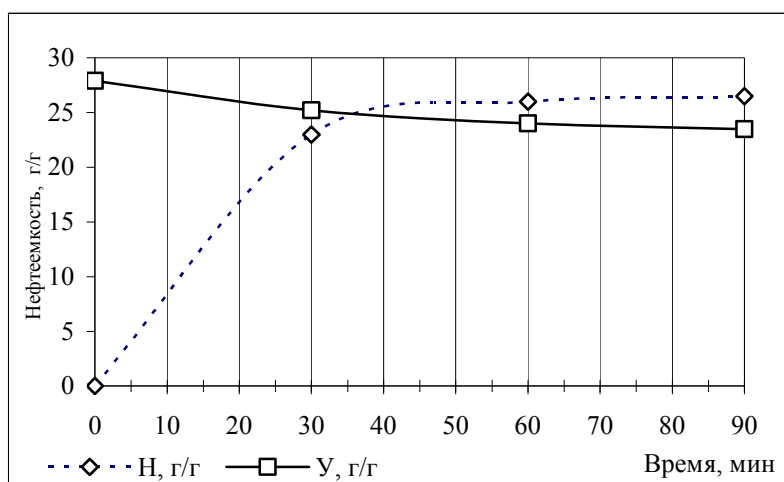


Рис. Кинетика поглощения и кинетика потерь массы

Анализ полученных результатов показывает, что потери массы, обусловленные свободным вытеканием избытка нефти из насыщенного сорбента, завершаются на 60-той минуте и составляют примерно 4 – 8 % от массы поглощенного сорбата.

В НИИПФП им. А.Н. Севченко БГУ разработан и осуществляется промышленный выпуск изделий из данного сорбционного материала под торговой маркой «Пенопурм®», которые изготавливаются в виде пластин, крошки и пластин в сетке, бон-сорбентов со сменным поглощающим блоком. Сорбент в виде пластин в сетке удобен для сбора пролитых нефтепродуктов с поверхности воды и грунта. В бон-сорбентах «Пенопурм» используется в виде легко заменяемого сетчатого рукава, наполненного набором пластин или крошкой, который служит для поглощения нефтепродуктов и одновременного придания плавучести конструкции бона. Сорбент, помещенный в виде крошки в сетчатые мешки, очищает локальные и сточные воды от углеводородов при использовании в очистных сооружениях промышленных предприятий.

СИСТЕМА ЗАЩИТЫ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ АВАРИЯХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

В. К. Липский

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Многофакторность событий аварийных разливов нефти (АРН) на магистральных нефте- и продуктопроводах (МНПП) обуславливает разнообразие и разнородность деятельности по защите водных объектов (ВО), поэтому она должна осуществляться с системных позиций и быть направлена на минимизацию экологических последствий от загрязнения ВО [1]. Средством достижения этой цели является система защиты водных объектов (СЗВО) при АРН на МНПП, предназначенная для оказания целенаправленного, управляемого воздействия на всю совокупность факторов, влияющих на развитие и последствия АРН.

На основе установленных в ходе проведенного исследования представлений о структуре проблемы загрязнения ВО, составе и генезисе факторов влияния осуществлено обоснование структуры и состава элементов СЗВО и их функций. С этих позиций проведены исследования и разработки, направленные на создание и обеспечение функционирования совокупности элементов СЗВО, объединенных в три функциональных блока: прогнозный, технологический и управленческий [1 – 3].

В рамках прогнозного функционального блока элементов, включающего: подсистему мониторинга объектов ПТГ; подсистему идентификации объектов окружающей среды и подсистему оценки экологических последствий АРН на МНПП, созданы методы идентификации объектов природно-технических геосистем, сегментирования трассы МНПП на автономные участки и оценки экологических последствий АРН на МНПП.

Технологический функциональный блок включает две подсистемы: первая – планово-технологического обеспечения защиты ВО, в рамках которой разработан комплексный метод построения технологических процессов защиты ВО при АРН и составления планов ликвидации АРН [4 – 6]; вторая – инженерно-технического обеспечения защиты ВО. Разработка второй подсистемы проведена в несколько этапов. На начальном этапе осуществлен комплекс исследований процессов гидродинамического взаимодействия разливаемой по поверхности ВО нефти с техническими средствами по локализации и сбору нефти, а также с ледяным покровом [2, 7]. Установлены гидродинамические механизмы и закономерности

взаимодействия слоя нефти на водотоке с боновым заграждением и получены описывающие их эмпирические и аналитические соотношения [8]. Обосновано использование безнапорных гидроциклонов в качестве эффективных и универсальных нефтесборных устройств для сбора нефти с поверхности движущейся и покоящейся жидкости [2, 3].

На последующих этапах разработан комплекс новых технических решений по устройствам и способам локализации и сбора нефти, в которых учтены закономерности взаимодействия слоя нефти с нефтесборным оборудованием и влияние конструктивных элементов на эффективность его работы, установленные в ходе исследований [2, 3]. Для минимизации последствий нефтяного загрязнения реки в зоне подводного перехода и предотвращения трансграничного переноса нефтяного загрязнителя по руслу крупной реки разработаны принципы проектирования и обоснован состав стационарных технологических площадок для удержания нефти [3].

В состав управленческого функционального блока входят подсистемы: планирования и прогнозирования; организации управления; регулирования и контроля.

Выполненные исследования позволили выработать научно-методологическую концепцию защиты водных объектов при аварийных разливах нефти на нефтепроводах и разработать СЗВО при АРН на МНПП, которая с целью минимизации экологических последствий обеспечивает целенаправленное и управляемое воздействие на факторы, влияющие на развитие и экологические последствия аварийных разливов, действующие в разных сферах [1 – 8].

ЛИТЕРАТУРА

1. Липский, В.К. Система защиты водных объектов от загрязнения при авариях на магистральных нефтепроводах Беларуси / В.К. Липский // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В, Прикладные науки. – 2002. – Т. 1, № 2. – С. 3 – 16.
2. Защита водных объектов при аварийных разливах нефти / Д.П. Комаровский [и др.]; под ред. В.К. Липского. – Новополоцк: ПГУ, 2008. – 220 с.
3. Липский, В.К. Технические средства защиты водных объектов при аварийных разливах нефти / В.К. Липский, И.И. Лиштван. – Новополоцк: ПГУ, 2009. – 304 с.
4. Система организационно-технических мероприятий по защите водных объектов при залповых сбросах нефти: обзорная информация / В.К. Липский [и др.]. – Минск: БЕЛНИЦ Экология, 2002. – 36 с.
5. Методические рекомендации по разработке отраслевых регламентов защиты водных объектов и болотных ландшафтов при залповых сбросах нефти и нефтепродуктов на территории водосборных бассейнов: утв. Минприроды Респ. Беларусь 19.11.1999, № 331 / В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк: ПГУ, 2004. – 27 с.

6. Инструкция по защите окружающей среды при авариях на нефтепроводах / В.К. Липский [и др.]: утв. конц. «Белнефтехим» 03.10.02, № 480; согл. Проматомнадзором МЧС Респ. Беларусь 03.06.02 № 06-1355, Минприроды Респ. Беларусь 05.01.2002. – № 03-06/149. – № 480. – Минск, 2002. – 135 с.

7. Альбом оборудования для улавливания и сбора нефти с поверхности водных объектов: произв.-практ. изд. / В.К. Липский [и др.]; под общ. ред. В.К. Липского. – Новополоцк: ПГУ 2006. – 44 с.

8. Методические рекомендации по расчету удерживающей способности боновых заграждений, предназначенных для улавливания и удержания слоя нефти на поверхности водотока: произв.-практ. изд.: согл. Минприроды Респ. Беларусь 17.03.06 № 03-02-6/717; «Белнефтехим» 12.04.06, № 09-00/2485/9 / В.К. Липский [и др.]. – Новополоцк: ПГУ, 2006. – 15 с.

УДК 502.36

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА СТАДИИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В. К. Липский, В. Н. Журавлев, Д. П. Комаровский, Л. М. Спириденко
*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

Трубопроводный транспорт нефти, являясь наиболее экологически чистым видом транспорта в штатном режиме работы, может быть причиной экологической катастрофы при аварийной ситуации, сопровождающейся разливом нефти. Минимизация экологических последствий является первостепенной задачей экологической безопасности трубопроводного транспорта и предусматривает проведение мероприятий по уменьшению объема разлившейся нефти и площади загрязненной территории.

Ключевым вопросом в обеспечении экологической безопасности является повышение надежности и безаварийности работы магистрального нефтепровода, однако, на сто процентов этого достичь нельзя, поэтому необходимо целенаправленно проводить работу по минимизации экологических последствий при аварийных разливах нефти (АРН) [1].

Экологическая безопасность обеспечивается на разных стадиях «жизненного цикла» нефтепровода: проектирование, строительство, эксплуатация. На каждой стадии существуют свои пути и методы обеспечения экологической безопасности. В докладе рассматриваются мероприятия по минимизации экологических последствий на стадии эксплуатации.

На стадии эксплуатации решаются следующие задачи по минимизации экологических последствий АРН:

1. Оперативное обнаружение места аварии.
2. Оперативная остановка перекачки и закрытие задвижек, отсекающих аварийный участок.
3. Предотвращение перемещения нефти по поверхности земли и воды.

Решить первые две задачи позволит проведение следующих мероприятий:

- установка системы обнаружения утечек (СОУ);
- электрификация и телемеханизация задвижек;
- групповое закрытие задвижек отсекающих аварийный участок при нажатии одной кнопки;
- регулярное обучение диспетчера действиям при аварийных ситуациях.

Указанные выше мероприятия позволяют уменьшить объем вылившейся нефти.

Решение третьей задачи позволит уменьшить площадь загрязняемой территории при АРН. Мероприятия по предотвращению перемещения нефти по поверхности земли заключаются в возведении стационарных сооружений на пути движения нефтяного пятна [2]. Стационарные сооружения представляют собой насыпи, обваловки, котлованы, траншеи и т.п., которые возводятся до наступления аварии. Выбор места размещения стационарных сооружений определяется рельефом местности и траекторией движения нефти. Удобно использовать естественные отрицательные формы рельефа (котловины, впадины, ложбины, овраги и т.п.) для создания временных «запруд» и накопления нефти.

При загрязнении нефтью водотоков масштаб аварии может стремительно нарастать из-за перемещения загрязнения течением воды, поэтому, крайне важно в самые короткие сроки локализовать нефтяное загрязнение. Это возможно если заблаговременно на водотоке подготовить рубежи локализации и сбора нефти с размещением на них береговых якорей для развертывания боновых заграждений. К рубежам должны быть подготовлены подъезды и площадки для размещения аварийной техники.

ЛИТЕРАТУРА

1. Липский, В.К. Система защиты водных объектов от загрязнения при авариях на магистральных нефтепроводах Беларуси / В.К. Липский // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2002. – Т. 1, № 2. – С. 3 – 16.
2. Ликвидация последствий аварийного разлива нефти в сложных метеорологических условиях / В.К. Липский [и др.] // Промышленная безопасность. – 2010. – № 1. – С. 10 – 12.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

В. К. Липский, А. Г. Кульбей

*УО «Полоцкий государственный университет»,
г. Новополоцк, Республика Беларусь*

На сегодняшний день стало совершенно очевидно, что трубопроводный транспорт нуждается в переходе на новый, более высокий уровень обеспечения надежности и безопасности эксплуатации. Причем это касается в равной степени как действующих систем, так и вновь проектируемых и строящихся.

Несмотря на огромный объем мероприятий, направленный на предотвращение аварий на трубопроводном транспорте, аварии происходят, указывая на недостаточно высокий уровень обеспечения безопасности их эксплуатации.

Наиболее опасными являются аварии, происходящие на подводных переходах – в местах, где трасса магистрального трубопровода пересекает водные объекты, и предотвращение аварий на подводных переходах должно являться приоритетным направлением.

Предотвращение аварии в значительной мере связано с ее прогнозированием и оценкой технического состояния объекта. Нами разработаны методы проведения комплексной оценки технического состояния подводных переходов Республики Беларусь, позволяющий тестировать такие сложно поддающиеся диагностике объекты как резервные нитки подводных переходов. В рамках этой работы осуществлен анализ мероприятий, направленных на повышение безопасности подводных переходов, и предложены подходы, обеспечивающие комплекс превентивных мер по предупреждению аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов.

В результате проведенных исследований предложен комплекс мер по инженерно-технологическому обеспечению защиты водных объектов при аварийных разливах нефти, что существенно упростило процедуры разработки Планов ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН), повысило их качество. По каждому водному объекту, который может подвергнуться загрязнению, составлены предметно-ориентированные каталоги, позволяющие оптимизировать распределение материально-технических средств.

Например, авария на 362 км МНПП «Унеча-Вентспилс» показала высокую эффективность разработанного в ПЛАРН технологического процесса защиты водного объекта. Аварийные бригады, привлеченные на ликвидацию экологических последствий аварии, действовали согласно ПЛАРН, что позволило собрать с воды 60 т из 75 т, попавших в водные объекты.

На основании результатов проведенных аналитических и экспериментальных исследований разработан пакет из 23 новых технических решений по устройствам и способам локализации и сбора нефти для различных условий их использования. Все разработанные технические решения имеют мировой приоритет и защищены 27 охранными документами (авторские свидетельства СССР, патенты РБ и РФ). Ряд технических решений прошел испытания, опытно-промышленную проверку и освоение в виде единичных образцов на предприятиях Республики Беларусь и за рубежом.

УДК 622.691.4

ОСОБЕННОСТИ ВЫБРОСОВ МНОГОФАЗНОЙ ПРОДУКЦИИ ИЗ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

М. В. Лисанов, Е. А. Самусева

*ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем
промышленной безопасности»,
г. Москва, Российская Федерация*

При проектировании подводных трубопроводов на объектах континентального шельфа используются самые современные достижения в области морских технологий. Однако, как показывает практика эксплуатации подводных трубопроводов, имеются реальные угрозы их повреждения.

Анализ произошедших аварий морских подводных трубопроводов позволил выделить основные причины их разрушений. Доминирующими причинами аварийных ситуаций являются:

- коррозия – 50 %;
- механические повреждения вследствие воздействия якорей, тралов, вспомогательных судов и строительных барж – 20 %;
- повреждения, вызванные штормами, размывами дна – 12 %.

Наиболее вероятно разрушение морского трубопровода на участке в непосредственной близости от платформы (настил платформы, секция стояка и территория морского дна в пределах ~ 15,0 м от платформы) [1].

В докладе представлен ряд особенностей подводных выбросов многофазной¹ продукции.

В связи с тем, что большая часть морских трубопроводов имеют «высокую» степень риска загрязнения окружающей среды, для морских трубопроводов необходимы более строгие критерии надежности, чтобы обеспечить низкую вероятность возникновения возможных аварийных ситуаций.

¹ Под многофазной продукцией понимается многокомпонентная смесь нефти, газа, воды и примесей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аварийность на морских нефтегазовых объектах / Лиснов М.В. [и др.] // Oil & Gas Journal Russia. – 2010. – № 5. – С. 20 – 25.
2. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / Лиснов М.В. [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2010 – № 7. – С. 16 – 22.

УДК 502.51(476.5)

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ЭКОСИСТЕМ

О. Н. Минаева¹, В. Е. Савенок²

¹*УО «Витебский государственный университет им. П. М. Машерова»,
г. Витебск, Республика Беларусь*

²*УО «Витебский государственный технологический университет»,
г. Витебск, Республика Беларусь*

В настоящее время существуют многочисленные исследования и практические разработки, направленные на борьбу с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов, а также минимизацию их последствий. Однако данный вопрос продолжает оставаться актуальным, в т.ч. и для Витебской области, по территории которой проходят нефте- и продуктопроводы. Нефтепродукты, попадая в поверхностные и подземные воды, негативно влияют на экологическое состояние ландшафтов, представляют опасность для всех живых организмов. При изучении влияния нефтяных загрязнений на природные ландшафты и принятия мер по их ликвидации необходимо проанализировать возможную сложившуюся ситуацию с целью определения дальнейших действий. Одним из важных направлений исследований в этой области является использование геоинформационных систем (ГИС-технологий).

ГИС-технологии использовались нами при изучении морфометрических характеристик некоторых районов бассейна реки Западная Двина, по которым проходят трассы нефте- и продуктопроводов. В процессе исследований применялась топографическая карта «Витебская область» (масштаб 1:100 000). Для оценки были взяты три участка реки Западная Двина с прилегающими к ним районами водосбора.

Создание картографической модели осуществлялось поэтапно следующим образом. Предварительно был проведен сбор и обработка информации, характеризующей современное состояние природной среды в районах исследования, изучались особенности рельефа рассматриваемых районов, оказывающие влияние на возникновение и развитие неблагоприятных экзогенных процессов. Рельеф местности, являясь основой хозяйственной деятельности человека, определяет возможные пути миграции загрязнителей. От основных характеристик рельефа, которые были проанализированы в нашей работе, зависит поверхностный и подземный сток, а это в свою очередь сказывается на интенсивности загрязнения водных объектов и прилегающей к ним территории.

Нами была составлена программа, реализующая математическую модель, которая позволяет определить площадь нефтяного загрязнения на местности в зависимости от различных факторов при авариях на нефтепроводах. Кроме того, с помощью программы определяется доля нефти от общего известного количества, разлившегося на рельеф, которая попадает в ближайший к месту аварии водоток.

Основные исходные данные, используемые в программе: координаты места аварии и координаты места стока в водоем; параметры нефти или нефтепродукта (расчетная толщина пятна пролившегося загрязнителя, плотность и его масса на момент аварии). В программе используются следующие коэффициенты: времени; массы пятна в буферной зоне; толщины пятна в буферной зоне; уклона. Расчеты проводились в диапазоне плотностей, характерных для нефти и нефтепродуктов, перекачиваемых по территории Витебской области, т.е. от 830 до 905 кг/м³ [1]. По итогам исследований, значения площади загрязненных участков колебались в пределах от 64,548 м² до 69,126 м².

Данные о характере уклона местности [2], полученные нами при исследовании участков водосбора реки Западная Двина на первом этапе работы, были занесены на электронную карту, составленную с помощью ГИС-технологий. Электронная карта была построена по программе ГИС-«MapInfo». Структура карты включала слои: 1 слой – Витебская область; 2 слой – река Западная Двина и ее притоки; 3 слой – исследуемые участки, на которых отмечены точки возможного загрязнения; 4 слой – гидравлические уклоны на исследуемых участках.

Полученная нами электронная карта может иметь большое практическое значение для оценки различных экологических ситуаций, которые будут складываться при авариях на нефте- и продуктопроводах в районах водосбора реки Западная Двина.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефти СССР: справочник: в 4 т. / Акад. наук СССР. – М.: Химия, 1971 – 1974; Т. 1. – 1971. – 504 с.; Т. 2. – 1972. – 392 с.; Т. 4. – 1974. – 788 с.
2. Савенок, В.Е. Применение картографического моделирования для минимизации экологического ущерба при нефтяных загрязнениях водных объектов / В.Е. Савенок, О.Н. Минаева // Вестн. ВГТУ.– 2011. – Вып. 20. – С. 159 – 164.

УДК. 665.52(075.8)

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА К ВОЗНИКНОВЕНИЮ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ И АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А. М. Ревазов

*Российский государственный университет нефти
и газа им. И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация*

Возникновение аварийных и чрезвычайных ситуаций на эксплуатационной фазе проекта магистрального газопровода обуславливается в основном существенными различиями участков газопроводов, различающихся по своим конструктивно-технологическим характеристикам, особенностям проектирования, строительства и эксплуатирующихся в различных условиях окружающей природно-климатической и социально-экономической среды.

Интегральная оценка устойчивости к возникновению чрезвычайных и аварийных ситуаций в процессе эксплуатации (Ч и АС) реализуется с использованием процедуры разбиения трассы анализируемого магистрального газопровода на участки, характеризующиеся определенными параметрами, с последующим определением локальной частоты вероятности возникновения Ч и АС на каждом из них с учетом конечного множества факторов, оказывающих влияние в пределах данного участка.

Разбиение трассы производится с использованием признака существенного изменения значения того или иного фактора. В общем случае длины участков, соответствующие разбиению по очередному фактору, будут различны. На участках трассы магистрального газопровода, примыкающих к населенным пунктам, при необходимости степень детализации при разбиении может быть увеличена, а на незаселенных территориях – уменьшена.

Для интегральной оценки локального возникновения Ч и АС вводится классификация факторов влияния в соответствии с общими причинами аварий, выявленными при анализе статистических данных по их проявлениям. Из статистических данных Ростехнадзора РФ по авариям на магист-

ральных трубопроводах в процессе их эксплуатации выделено 7 групп факторов влияния с определением удельного весового коэффициента (т.е. доли влияния) каждой группы в суммарную статистику Ч и АС на магистральных газопроводах.

В зависимости от совокупности конкретных значений различных факторов влияния, имеющих место на рассматриваемом участке магистрального газопровода, вероятность возникновения чрезвычайных и аварийных ситуаций будет в той или иной степени отличаться от среднестатистической по отрасли, значение которой определяется как среднее арифметическое по отрасли за последние пять лет.

При рассмотрении конкретного участка трассы магистрального газопровода последовательно оценивается интенсивность влияния каждого фактора. Полученные для всех факторов влияния балльные оценки подставляются в следующую формулу для расчета локального значения интегральной оценки устойчивости участка трассы магистрального газопровода к вероятности возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций:

$$\lambda_{ачс\ mp} = \sum_{i=1} \sum_{j=1} k_{d_i} q_j.$$

На основании проводимого мониторинга условий эксплуатации магистрального газопровода выявляются участки, требующие проведения соответствующих мероприятий по предупреждению чрезвычайных и аварийных ситуаций (в т.ч. и определение очередности вывода участков в капитальный ремонт).

УДК 620.037

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СЖИГАНИЯ ЗАГРЯЗНЕННОГО В РЕЗУЛЬТАТЕ АВАРИЙ ДРЕВЕСНОГО ТОПЛИВА

В. Н. Соловьев¹, И. Г. Плещанков¹, Н. М. Позылова², М. Л. Хейфец²
¹ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь

²Государственное научно-производственное объединение «Центр»
НАН Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь

Введение. С целью повышения энергетической безопасности в Беларуси реализуется программа широкого вовлечения в топливный баланс местных видов топлива, возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, из которых значительная часть ресурсов приходится на древесное топливо и растительную биомассу.

В результате аварий на нефтепроводах в непосредственной близости к ним древесина и растительная биомасса загрязнены нефтью и продуктами нефтепереработки.

Методика исследований. Для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу проводились испытания разработанной опытно-промышленной установки по очистке дымовых газов при сжигании загрязненного древесного топлива.

Установка разработана ОАО «Гипрогазоочистка» и испытана на котельной ОАО «Речицадрев». Установка включает системы очистки дымовых газов, циклон и рукавные фильтры ФРКИ-30 с высокоэффективным материалом фильтрорукавов «Ryton+MPS».

Измерения общей запыленности в четырех основных точках установки (на выходе из котла, перед циклоном, перед рукавным фильтром, за рукавным фильтром) проводились разными группами исследователей различными методами.

Результаты и обсуждение. Анализ закономерностей изменения концентрации пыли за фильтром во времени показал, что работа фильтра улучшается по мере заполнения пор фильтроматериала в результате автофильтрационного эффекта.

Из результатов анализа, несмотря на заметный разброс данных, вызванный не вполне совпадающими временными интервалами измерений, можно сделать вывод о том, что эффективность циклона оказалась намного ниже устройств подобного типа. Средняя эффективность циклона составила 18,6 %. Это также подтверждается сравнением массы золы, которая собиралась ежедневно в контейнерах-сборниках циклона и рукавных фильтров. В последних количество золы почти в пять раз больше.

Причиной слабой эффективности циклона может быть либо его конструкция, либо то, что размеры частиц дымовых газов, отобранных на систему газоочистки, в основном были меньше, чем размеры, соответствующие характерной для данного циклона граничной кривой фильтрации.

Результаты измерений на импакторе, в основном, соответствуют меньшей расчетной эффективности рукавного фильтра, чем результаты измерений на абсолютном фильтре. Это объяснимо, поскольку импактор «отсекает» частицы больших размеров (более 10 – 15 мкм), что не отражает полного пылесодержания потока перед фильтром. За рукавным фильтром оба метода дают практически одинаковые результаты, в то время как значения запыленности перед фильтром, полученные на абсолютном фильтре, как правило, выше полученных на импакторе.

Если провести усреднение наиболее надежных данных с импакторов, полученных в стабильных режимах потока аэрозолей за рукавным фильтром, то можно получить закономерность распределения поверхности и активности аэрозолей в субмикронной области от размера частиц золы, что

позволяет судить об эффективности системы при различных условиях эксплуатации.

Заключение. Проведенные масштабные испытания разработанной опытно-промышленной установки в реальных условиях показали целесообразность ее применения для повышения эффективности природоохранных мероприятий после аварий на нефтепроводах.

В результате анализа данных измерений получены сведения, важные для организации применения установок подобного рода:

- среднее пылесодержание на входе в систему газоочистки – $0,71 \text{ г/м}^3$;
- после первой стадии очистки (циклона) содержание пыли в дымовых газах снижено до $0,38 \text{ г/м}^3$;
- после рукавного фильтра пылесодержание снижено до пренебрежимо малого значения $0,0031 \text{ г/м}^3$.

УДК 622.2

РУБЕЖИ ЗАДЕРЖАНИЯ НЕФТЯНОГО ПЯТНА В СИСТЕМЕ АВАРИЙНОГО РЕАГИРОВАНИЯ ОАО «ГОМЕЛЬТРАНСНЕФТЬ ДРУЖБА»

**С. В. Сосновский¹, А. Н. Козик¹, М. И. Семенцов¹,
В. М. Москвич², С. П. Чуйков²**

¹ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

²ООО «АС Подводтрубопровод», г. Киев, Украина

Стратегия борьбы с возможным нефтяным загрязнением рек, принятая в ОАО «Гомельтранснефть Дружба», – ликвидация аварийных разливов силами и оборудованием собственных аварийно-восстановительных служб на заранее оборудованных стационарных рубежах задержания нефтяного пятна.

Стационарный рубеж задержания нефти – специально подготовленных участках русла водотока ниже по течению от подводного перехода магистрального нефтепровода.

Вопросом выбора и подготовки таких участков ОАО «Гомельтранснефть Дружба» занимается более 10 лет. К настоящему времени оборудованы по несколько стационарных рубежей задержания нефтяного пятна на всех реках, которые пересекают магистральные нефтепроводы.

Требования к выбору рубежей касаются различных характеристик (гидрологических, антропогенных, ландшафтных и т.п.) и направлены на максимальную оперативность реагирования сил и средств аварийно-восстановительных служб и минимизацию ущерба от нефтяного разлива.

Действия сил и средств в различных условиях на рубежах задержания нефтяного пятна регламентируются планами ликвидации возможных аварийных ситуаций на подводном переходе магистрального нефтепровода.

Развитию систем аварийного реагирования служат работы по разработке и выполнению мероприятий по подготовке рубежей задержания нефтяного пятна к ледоставу и половодью. Примером целесообразности этого направления развития могут служить работы, выполненные совместно с ООО «АС Подводтрубопровод» по рекам Сож и Днепр в 2011 г.

В докладе представлены исследования возможных участков русла рек с целью установки стационарных рубежей задержания нефти и разработанные на их основания рекомендации.

УДК. 665.52(075.8)

ТРЕБОВАНИЯ К РУБЕЖАМ ЗАДЕРЖАНИЯ НЕФТЯНОГО ПЯТНА

С. В. Сосновский, А. Н. Козик

ОАО «Гомельтранснефть Дружба», г. Гомель, Республика Беларусь

Борьба с нефтяным загрязнением, как правило, ведется на заранее известных и специально подготовленных участках русла водотоков.

Вопросом выбора и подготовки таких участков ОАО «Гомельтранснефть Дружба» занимается более 10 лет. К настоящему времени оборудованы стационарные рубежи задержания нефтяного пятна на всех реках, которые пересекают магистральные нефтепроводы.

По оборудованию и назначению рубежи делятся на несколько категорий и в планах ликвидации возможных аварийных ситуаций рассматриваются и используются в процессе подготовки персонала АВС в соответствии с этой классификацией.

Требования к выбору рубежей касаются различных характеристик (гидрологических, антропогенных, ландшафтных и т.п.) и направлены на максимальную оперативность реагирования сил и средств АВС и минимизация ущерба от нефтяного разлива.

Соответствующие требования предъявляются и к оборудованию стационарных рубежей.

Действия сил и средств в различных условиях на рубежах задержания нефтяного пятна регламентируются «Планом ликвидации возможных аварийных ситуаций на подводном переходе магистрального нефтепровода».

Главное направление стратегии борьбы с нефтяным загрязнением рек Республики Беларусь, принятой в ОАО «Гомельтранснефть Дружба», – это ликвидация аварийных разливов нефти силами и оборудованием соб-

ственных аварийно-восстановительных служб на заранее оборудованных рубежах задержания нефтяного пятна.

Стратегическими также являются вопросы форм и степени привлечения к работам по ликвидации нефтяного загрязнения сторонних организаций, населения, а также объемов капитальных вложений на оборудование рубежей задержания нефтяного пятна.

УДК 614.849

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

М. В. Уткин

*Учреждение «Научно-исследовательский институт пожарной безопасности и проблем чрезвычайных ситуаций» МЧС Республики Беларусь,
г. Минск, Республика Беларусь*

На современном этапе развития магистрального трубопроводного транспорта проблема обеспечения безопасности приобретает все большую значимость. Значительную роль в обеспечении безопасной эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта играет повседневный мониторинг как окружающей среды, так и транспортной инфраструктуры [1].

Созданный на базе МЧС Республики Беларусь ГУ «Республиканский центр управления и реагирования на чрезвычайные ситуации» является информационным центром Государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и гражданской обороны республики, куда направляются сведения от 11 органов государственного управления [2, 3].

Наряду с наземным мониторингом осуществляется также космическое и авиационное наблюдение обстановки на территории Республики Беларусь.

Для существующих систем мониторинга отмечается, что проблемным остается вопрос получения в режиме реального времени необходимого объема достоверной информации об обстановке и вариантах ее развития в целях принятия обоснованных управленческих решений для своевременного реагирования на складывающуюся обстановку.

Опыт зарубежных стран в части использования авиации для сбора информации об оперативной обстановке свидетельствует о наиболее высокой эффективности беспилотных летательных аппаратов (далее – БПЛА). БПЛА эксплуатируют в составе беспилотных авиационных комплексов, включающих в себя один или несколько БПЛА, пункт управления, средства связи, регистрирующую аппаратуру.

В связи с этим применение беспилотных летательных аппаратов позволит снизить материальные затраты, сократить время получения оперативной информации (позволит ускорить принятие решений), а самое главное – снизить риск для жизни и здоровья личного состава.

В настоящее время подготовлено задание «Разработка и внедрение в системе МЧС беспилотного авиационного комплекса для мониторинга чрезвычайных ситуаций с дальностью применения до 290 км» на 2011 – 2013 гг. в ГНТП «БАК и технологии».

Применение космического, авиационного, в т.ч. БПЛА, наземного мониторинга в единой системе управления совместно с системой поддержки принятия решения (куда входит сбор, обработка, анализ полученных данных и подготовка оптимального решения) позволит эффективно решать возложенные задачи по недопущению возникновения, а в случае возникновения чрезвычайной ситуации – оперативно реагировать на складывающуюся обстановку, снизить вероятность гибели людей, минимизировать материальные потери вследствие чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

ЛИТЕРАТУРА

1 Сагитов, И.А. Обеспечение безопасности магистральных нефтепроводов в чрезвычайных ситуациях / И.А. Сагитов, А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 4. – С. 36.

2 Об утверждении положения о системе мониторинга и прогнозирования чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 19 нояб. 2004 г., № 1466.

3 Об утверждении инструкции об обмене экологической информацией между национальной системой мониторинга окружающей среды в Республике Беларусь, системой социально-гигиенического мониторинга и системой мониторинга и прогнозирования чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: постановление Министерства природных ресурсов и охраны окр. среды Респ. Беларусь, Министерства здравоохранения Респ. Беларусь, Министерства по чрезвычайным ситуациям Респ. Беларусь, 12 сент. 2005 г., № 41/30/45.

УДК 661.183.3

НЕФТЯНЫЕ СОРБЕНТЫ НА ОСНОВЕ РАСТИТЕЛЬНОЙ БИОМАССЫ

С. Ф. Якубовский, П. В. Коваленко, Ю. А. Булавка

УО «Полоцкий государственный университет»,

г. Новополоцк, Республика Беларусь

В последнее десятилетие стали актуальными вопросы природоохранного характера, связанные с предотвращением и ликвидацией загрязнения природных объектов нефтью и продуктами ее переработки. Основ-

ными источниками подобных загрязнений являются нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия, системы перекачки и транспортировки, нефтяные терминалы и нефтебазы, хранилища нефтепродуктов, железнодорожный транспорт, речные и морские нефтеналивные танкеры, автозаправочные комплексы и станции.

Для Республики Беларусь проблема ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов особенно актуальна, поскольку на ее территории в настоящее время эксплуатируется более 10 тыс. км магистральных нефте-, газо- и нефтепродуктопроводов, построенных в основном в 70-е годы XX в., более половины из которых выработали свой ресурс эксплуатации [1].

Одним из наиболее эффективных методов, применяемых для ликвидации нефтяных загрязнений и восстановления экосистем, является сорбционная очистка [2]. Сейчас в мире используется около двухсот различных нефтяных сорбентов (их также называют нефтесобирателями и нефтепоглотителями), которые подразделяют на неорганические, природные органические и органоминеральные, а также синтетические. Качество сорбентов определяется, главным образом, их емкостью по отношению к нефти, степенью гидрофобности, плавучестью после сорбции нефти, возможностью десорбции нефти, регенерации или утилизации сорбента.

Материалы для получения нефтяных сорбентов должны отвечать следующим требованиям: иметь высокие эксплуатационные характеристики, достаточно простую технологию получения и наличие больших запасов недорогих необходимых сырьевых ресурсов, биосферную совместимость, т.е. применение и утилизация отработанных материалов не должны приводить к повторному загрязнению окружающей среды. Проведенные нами исследования показали, что в достаточной степени универсальностью свойств, отвечающих вышеперечисленным требованиям, обладает древесная биомасса и продукты ее переработки (опилки, кора, шишки, скорлупа грецкого ореха, лигнин гидролизный и др.), отходы переработки недревесного целлюлозосодержащего растительного сырья, образующегося при уборке и переработке сельскохозяйственных культур (околоплодники рапса, редьки масличной, люпина, боба и др.), характеризующиеся вариабельностью и множественностью микроструктурных единиц в макромолекулах, повышенным содержанием гидрофобных компонентов, определяющих их хорошую плавучесть и водоотталкивающие свойства.

В лабораториях УО «ПГУ» получен ряд образцов, подвергнутых механической обработке и химическому модифицированию древесной биомассы, некоторых продуктов и отходов ее переработки, а также отходов переработки недревесного растительного сырья. Поскольку сорбционные свойства материала во многом определяются его поровым пространством (по М.М. Дубинину, поры в зависимости от механизма их заполнения подразделяются на макропоры, мезопоры (переходные) и микропоры) и при-

родой активных центров, для полученных образцов выполнен микроанализ структуры, особенностей поверхности, пористости, рельефности и морфологических особенностей методом темнопольного освещения на металломикроскопе Nikon Model EPIPHOT 200 и в отраженном белом свете на металломикроскопе Axiovert-10 при увеличении до 500 крат. Проанализирована сорбционная активность образцов в отношении йода и метиленового синего, характеризующая содержание микропор и мезопор соответственно.

Проведенный микроанализ структуры объектов исследования показал перспективность и целесообразность их использования в сорбционных технологиях как в нативном виде, так и после реагентной обработки модификаторами для развития пористости, что определяет необходимость дальнейших исследований в данном направлении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основы промышленной безопасности: учебно-метод. пособие / Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, Гомельский инженерный институт; [авт.-сост. Д.А.Бурминский]. – Гомель: ГИИ, 2005. – 171 с.
2. Особенности микроструктуры отходов сухой окорки сосны как сырья для получения нефтяных сорбентов / С.Ф. Якубовский, Н.В. [и др.] // Вестн. Полоцк. гос. ун-та. Сер. В, Промышленность. Прикладные науки. – 2011. – № 11. – С. 154 – 157.

VIII. ПРОГРАММИРОВАНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 532.534

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ДИСПЕТЧЕРА НА ОСНОВЕ ON-LINE ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

И. О. Золотов^{1,2}, А. С. Лосенков¹, С. А. Стрельникова^{1,2}, А. А. Царев^{1,2}

¹ООО «Энергоавтоматика», г. Москва, Российская Федерация

²Московский физико-технический институт,
г. Долгопрудный, Российская Федерация

Современные трубопроводные магистрали представляют собой сложный технологический объект, и зачастую объем информации, которая поступает в систему диспетчерского контроля и управления по каналам телемеханики, очень велик. Для упрощенной визуализации гидравлической картины течения и диагностики отклонения параметров текущего режима перекачки от нормы была предложена система поддержки диспетчера.

В основе предложенной системы лежит функционирующая в режиме реального времени нестационарная гидравлическая модель напорного течения слабосжимаемой жидкости в канале круглого сечения [1]:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \rho c^2 \frac{\partial u}{\partial x} = 0;$$
$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} + \lambda \frac{u \cdot |u|}{2 \cdot D} + g \sin \gamma = 0,$$

где c – скорость звука для жидкости в трубопроводе с упругими стенками;
 t – время;
 x – координата по длине трубопровода;
 u – скорость; p – давление;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 γ – угол наклона трубы к горизонту;
 D – внутренний диаметр трубопровода,
 ρ – плотность.

В качестве граничных условий для модели используются поступающие по системе телемеханики данные по высотам взливов резервуаров, частотам насосов, процентам положения заслонок регуляторов, запорной арматуры. Для получения текущего распределения реологических свойств нефти в трубопроводе производится расчет транспорта свойств по трубопроводу

на основе измерений оперативных БКК, расположенных на насосных станциях. Модель на основе поступающей информации просчитывает каждую секунду расчетное распределение давления по длине трубопровода.

Для визуализации соответствия текущего режима перекачки расчетному на одном графическом поле в режиме реального времени изображаются линии фактического (синяя) и расчетного (красная) гидроуклонов. Также отображаются линии расчетного расхода по трубопроводу (зеленая), высотный профиль трассы (серый), линии предельного (черная), аварийного (белая) уровней давления линейной части, линия несущей способности трубопровода (сиреневая). В случае отклонения фактической линии гидроуклона от расчетной на заданную величину в течение заданного времени по нескольким подряд расположенным точкам измерения давления ситуация диагностируется как аварийная с соответствующей индикацией и указанием места максимального отклонения (красная вертикальная линия).

В системе также реализованы дополнительные функции:

- идентификация эффективных диаметров трубопроводов и напорных характеристик насосных агрегатов;
- сопровождение скребка с выдачей расчетного времени прохождения КП и прихода в камеру приема;
- прогнозирование оставшегося времени работы резервуаров.

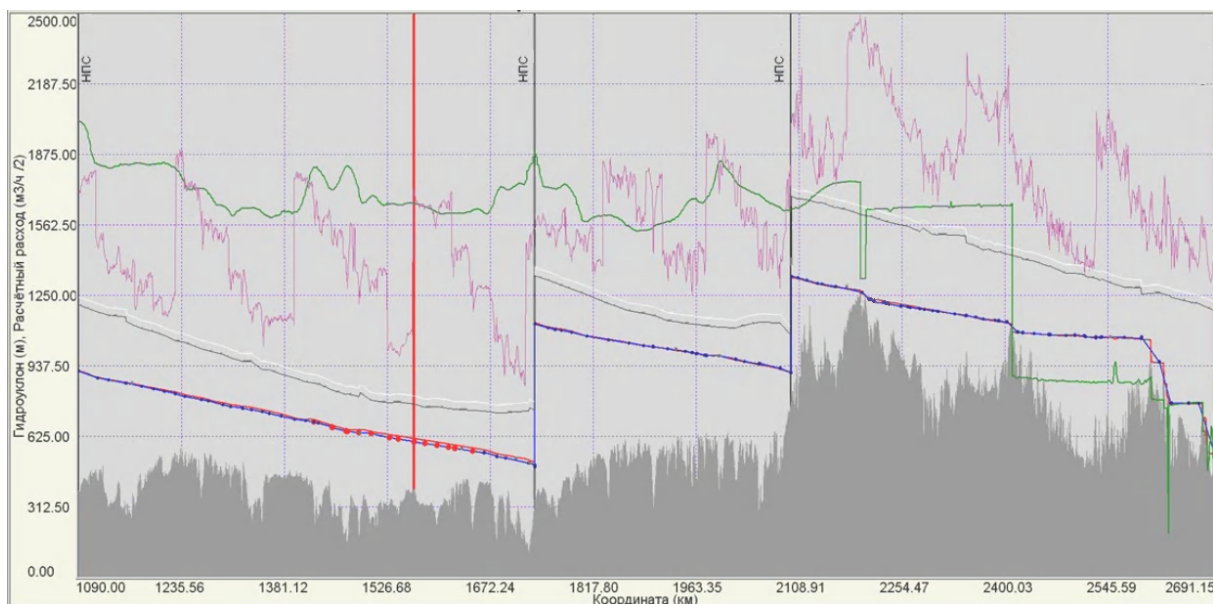


Рис. Расхождение графиков расчетного и фактического гидроуклонов при проведении испытаний системы (отбор нефти на 1562 км во время нестационарного процесса)

ЛИТЕРАТУРА

1. Лурье, М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. – М. : Нефть и газ, 2003. – 335 с.

«RISK EXPERT» – ПРОГРАММА РАСЧЕТА РИСКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

А. С. Зюзьков, В. В. Шман

ЗАО «Нефтегазсистема», г. Гомель, Республика Беларусь

Главной и первостепенной задачей трубопроводной компании является обеспечение безопасной и надежной работы системы трубопроводов при наименьших затратах на поддержание жизненного цикла. Важными компонентами в обеспечении успешного выполнения вышеуказанной задачи является наличие необходимой информации и средства для интегрированной обработки информации на всех этапах процесса управления системой трубопроводов.

Компания «Нефтегазсистема» разработала комплекс программ управления целостностью трубопроводов (Pipeline Integrity Management System (PIMS)), с помощью которого можно проводить комплексный анализ технического состояния трубопроводов, оценивать риски эксплуатации, рационально планировать ремонты и инспекции.

Для обеспечения надежной и безопасной работы операторам трубопроводов необходимо получить ответы на следующие вопросы: какие участки трубопровода подвержены наибольшему риску, в каком месте трубы выход из строя будет иметь самые тяжелые последствия, какие меры следует предпринять для снижения уровня риска, как наилучшим образом распределить для этого финансовые и людские ресурсы.

Программа «Risks Expert» служит для оценки относительных рисков эксплуатации трубопровода: производит автоматическую балльную оценку факторов риска, рассчитывает профиль риска, оценивает взаимное влияние факторов риска и определяет условия снижения индекса риска в целом. Данная программа является инструментом для назначения приоритетов в процессе формирования планов технического обслуживания и инспекций трубопроводов.

Оценка степени риска при эксплуатации магистральных трубопроводов выполняется поэтапно:

- идентификация угроз и потенциального воздействия трубопровода на внешнюю среду;
- первоначальный сбор данных, их анализ;
- первоначальная оценка риска;
- управление риском.

На этапе идентификации опасностей создается дерево риска – набор групп, факторов риска, их коэффициенты значимости, балльные оценки факторов риска, определяются источники данных, т. е. каждому фактору риска ставится в соответствие фактически существующий набор данных. Расчет риска выполняется с использованием общеизвестного механизма балльных оценок [1].

На этапе первоначального сбора данных и их анализа выполняется балльная оценка исходных данных, т. е. по каждому фактору риска строится набор интервалов с соответствующими балльными значениями.

На этапе расчета риска рассчитываются показатели риска (минимум, максимум, среднее, средневзвешенное значения риска) для всех трубопроводов компании.

На этапе разработки рекомендаций по управлению риском подготавливаются рекомендации по оперативному и долгосрочному управлению риском с целью минимизации отрицательных последствий возможных аварий и обеспечения промышленной безопасности трубопроводов. Указанные рекомендации имеют целью снизить существующий уровень риска для выбранных трубопроводов. Кроме того, полученные оценки показателей риска могут использоваться для разработки стратегии технического обслуживания, диагностики и ремонта трубопроводов, проведения экспертизы промышленной безопасности трубопроводов.

Программа позволяет выполнять анализ данных совместно с результатами из других программ системы управления целостностью трубопроводов, например, программы интерпретации внутритрубных инспекций либо программы анализа данных противокоррозионной защиты. Использование программы «Risk Expert» в составе системы управления целостностью трубопроводов PIMS дает возможность принимать обоснованные управленческие решения по техническому обслуживанию трубопроводов, планированию проведения инспекций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»: СТО Газпром 2-2.3-351–2009. – Введ. 30.12.09. – М.: Газпром экспло, 2009.

УДК 621.643

КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕМОНТА ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМИ БАНДАЖАМИ В SOLIDWORKS®

В. Б. Копей, Ю. Д. Петрина, Т. П. Венгрынюк

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

В последнее время получил распространение ремонт труб различного назначения стеклопластиковыми бандажами [1 – 3]. Ремонт заключается в нанесении на дефектный участок трубы стеклопластикового бандажа, например,

в виде ленты из стеклоткани и полимерного связующего. Данный метод пригоден для разнообразных дефектов труб: трещин, деформаций, коррозионных дефектов, дефектов от износа.

На практике важно определить уровень опасности того или иного дефекта, чтобы можно было принять решение об эффективности такого ремонта. Желательно также выбрать оптимальные параметры бандажа (толщину, длину, натяжение, характеристики материала). Для этого можно применить системы трехмерного параметрического проектирования, в частности, SolidWorks®.

В SolidWorks 2011 авторами разработана параметрическая модель трубы с коррозионным дефектом правильной формы и бандажом. Дефект представляет собой поверхность вращения, которая образуется вращением эллипса вокруг оси, перпендикулярной оси трубы. Преимуществами такого способа построения является возможность получения большого количества различных форм внутренних и внешних дефектов, которые описываются небольшим количеством параметров.

Рассмотрим результаты моделирования насосно-компрессорной трубы (НКТ) с дефектами. Параметры трубы: диаметр – 73 мм, толщина стенки – 5,5 мм. Параметры бандажа: длина – 80 мм, толщина – 0...8 мм. Параметры дефектов: большая ось эллипса – 100 мм, малая – 50 мм, расстояние от оси вращения поверхности до центра эллипса – 5 мм (62 мм для внешнего дефекта), расстояние от оси трубы к оси вращения поверхности $h = 5$ мм.

Модуль упругости стали трубы $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, коэффициент Пуассона $\nu = 0,28$. Для стеклопластикового бандажа: модуль упругости в радиальном направлении $E_r = 4,1 \cdot 10^9$ Па, в тангенциальном – $E_\theta = 11 \cdot 10^9$ Па, в осевом – $E_z = 2,1 \cdot 10^9$ Па, $\nu = 0,28$. Для эпоксидного клея: $E = 2,4 \cdot 10^9$ Па, $\nu = 0,35$.

Результаты расчета с помощью модуля Simulation при внутреннем давлении в трубе 10 МПа приведены в таблице.

Таблица

Зависимости максимального напряжения по критерию Мизеса в трубе от толщины бандажа

Толщина бандажа, мм	Максимальное напряжение по критерию Мизеса, МПа			
	Внутренний дефект		Внешний дефект	
	$h = 5$ мм	$h = 6$ мм	Без выравнивания дефекта	Выравнивание дефекта клеем
0	208	524	316	288
2	197	462	320	268
4	190	426	320	256
6	184	404	320	248
8	180	368	320	243

Заметно, что увеличение толщины бандажа является более эффективным для ремонта глубоких внутренних дефектов, а ремонт внешних дефектов требует предварительного выравнивания дефекта эпоксидным клеем.

Данный способ моделирования позволяет обосновывать эффективность ремонта труб с различными дефектами стеклопластиковыми бандажами и оптимизировать параметры бандажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Копей, Б. В. Насосные штанги и трубы из полимерных композитов: проектирование, расчет, испытание / Б. В. Копей [и др.]. – Львов : ИППММ им. Я. С. Пидстригача НАН Украины, 2003. – 352 с.

2. Копей, В. Б. Определение остаточного ресурса трубопровода с дефектами после их ремонта композитными бандажами / В. Б. Копей, Б. В. Копей, А. М. Найда // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 4. – С. 26–28.

3. Копей, Б. В. Экспериментальная оценка эффективности бандажей для укрепления поврежденных трубопроводов / В. Б. Копей, А. М. Найда, Б. В. Копей // Нефтегазовая энергетика. – 2009. – № 1 (10). – С. 60–63.

УДК 621.643

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ В SOLIDWORKS®

В. Б. Копей, Т. П. Венгрынюк

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

При эксплуатации труб в нефтегазовой отрасли наблюдаются различные их дефекты: трещины, коррозионные дефекты, дефекты от механического износа и деформации. Нередко необходимо обоснованно принять решение о возможности эксплуатации трубы с тем или иным дефектом. Для этого с успехом могут быть применены современные программы, реализующие метод конечных элементов (МКЭ) для задач теории упругости и пластичности. Основной проблемой при этом является моделирование геометрии того или иного дефекта на трубе. Авторами предлагается анализ возможностей системы трехмерного параметрического моделирования SolidWorks® [1] построения разнообразных дефектов труб.

В зависимости от видов дефектов и целей моделирования для построения дефектов в SolidWorks 2011 можно применить следующие элементы: различные способы выреза «Вырезать» («Вытянуть», «Повернуть», «По траектории», «По сечениям»), элементы «Купол», «Свободная форма», «Деформировать», «Изгиб», различные способы построения поверхностей с последующим «Вырезать / Поверхностью» или «Разделить».

Приведем примеры некоторых способов построения дефектов труб в SolidWorks 2011.

Трещина может быть смоделирована элементом «Линия разъема», который создает проекцию эскиза на грань. Например, грань делится на две части: поверхность осевой трещины и поверхность осевого сечения трубы, на которую могут быть заданы соответствующие граничные условия при моделировании МКЭ [2, 3].

Дефект правильной формы от износа насосно-компрессорных труб штанговыми муфтами целесообразно создавать с помощью элемента «Вырезать / Вытянуть». Например, круг вырезает в теле трубы изношенную поверхность в направлении, не параллельном оси трубы.

Коррозионный дефект правильной формы можно создать элементами «Поверхность / Повернуть» и «Разделить». Такой способ позволяет получить отдельно тело трубы с дефектом и тело дефекта, что необходимо, например, для расчета прочности трубы с исправленным эпоксидным клеем дефектом.

Коррозионный дефект произвольной формы легко моделировать элементами «Сплайн на поверхности» (для построения контура дефекта на поверхности), «Линия разъема» (для получения поверхности, ограниченной контуром дефекта) и «Поверхность / Свободная форма» или «Поверхность / Заполнить» (для создания поверхности дефекта). Для разделения тела трубы и дефекта следует использовать элемент «Разделить». При моделировании таких дефектов трудно получить нужные размеры, но в SolidWorks существует инструмент «Анализ толщины», который визуализирует толщину дефекта. Точные поверхности дефектов можно получать с помощью элемента «Граничная поверхность», а модуль ScanTo3D позволяет получать модели поверхностей, например, путем сканирования или дефектоскопии реальных дефектов.

Деформации трубы типа локальных вмятин просто моделировать элементом «Деформировать». Можно выбрать различные виды деформации, например, «Точка деформации» или «Вытеснение поверхности».

Изгиб трубы моделируется элементами «Изгиб» («Изгибание» или «Поворот») или «По траектории», если необходима точность размеров деформации.

Итак, SolidWorks позволяет легко создавать трехмерные параметрические модели труб с различными отдельными дефектами или их комбинациями и с помощью модуля Simulation обосновывать возможность их эксплуатации, а также исследовать влияние размеров того или иного дефекта на напряжение в трубе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дударева, Н. SolidWorks 2011 на примерах / Н. Дударева, С. Загайко – СПб. : БХВ-Петербург, 2011. – 496 с.

2. Копей, В. Б. Определение остаточного ресурса трубопровода с дефектами после их ремонта композитными бандажами / В. Б. Копей, Б. В. Копей, А. М. Найда // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 4. – С. 26–28.

3. Копей, В. В. Экспериментальная оценка эффективности бандажей для укрепления поврежденных трубопроводов / В. В. Копей, А. М. Найда, В. Б. Копей // Нефтегазовая энергетика. – 2009. – № 1 (10). – С. 60–63.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ФОРМЫ СЕЧЕНИЯ УТЕЧКИ ГАЗА ИЗ ГАЗОПРОВОДА НА ЗНАЧЕНИЯ РАСХОДА УТЕЧКИ

Ю. Г. Мельниченко

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

Вследствие возникновения аварийных ситуаций или нарушений исправности линейной части магистральных газопроводов, которые сопровождаются разгерметизацией полости газопровода, существует потребность в определении массового расхода через аварийное отверстие. Достоверное значение массового расхода дает возможность оценить ущербы, нанесенные аварийным истечением природного газа из магистрального газопровода. Также данные о процессе истечений газа из магистрального газопровода анализируются при оценке степени риска возникновения аварийной ситуации на магистральном газопроводе [1] или для определения времени проведения ремонтных работ на линейной части [2]. В любом случае проблема точного определения массового расхода через отверстие в магистральном газопроводе является актуальной.

Расход через отверстие в общем случае определяется формулой Сен-Венана-Ванцеля [1,2] но в формуле присутствует коэффициент расхода, который, по разным источникам, может быть определен или экспериментально или же эмпирическими зависимостями [2]. Инженерные программы для моделирования газодинамических процессов открывают для нас новый путь получения результата – математическое моделирование. Согласно формуле Сен-Венана-Ванцеля, коэффициент расхода должен учитывать только зауживание потока природного газа через отверстие. Из курса гидравлики известно, что степень зауживания потока жидкости через насадку зависит от геометрии самой насадки, например, ее длины. При этом о форме поперечного сечения насадки не сказано ни слова. С другой стороны, в известной формуле для коэффициента расхода газа через аварийное отверстие в газопроводе [2] фигурирует только площадь поперечного сечения аварийного отверстия, при этом не рассматривается ни длина дефекта, ни форма поперечного сечения.

Для оценки влияния данных факторов на значения расхода в стенке газопровода при аварийном истечении газа из магистрального газопровода использован программный продукт Ansys CFX семейства расчетных программ Ansys, который был предоставлен для ознакомления университету разработчиком. При этом рассмотрены два дефекта (рис. 1): а) типа продольной трещины; б) типа коррозионной язвы.

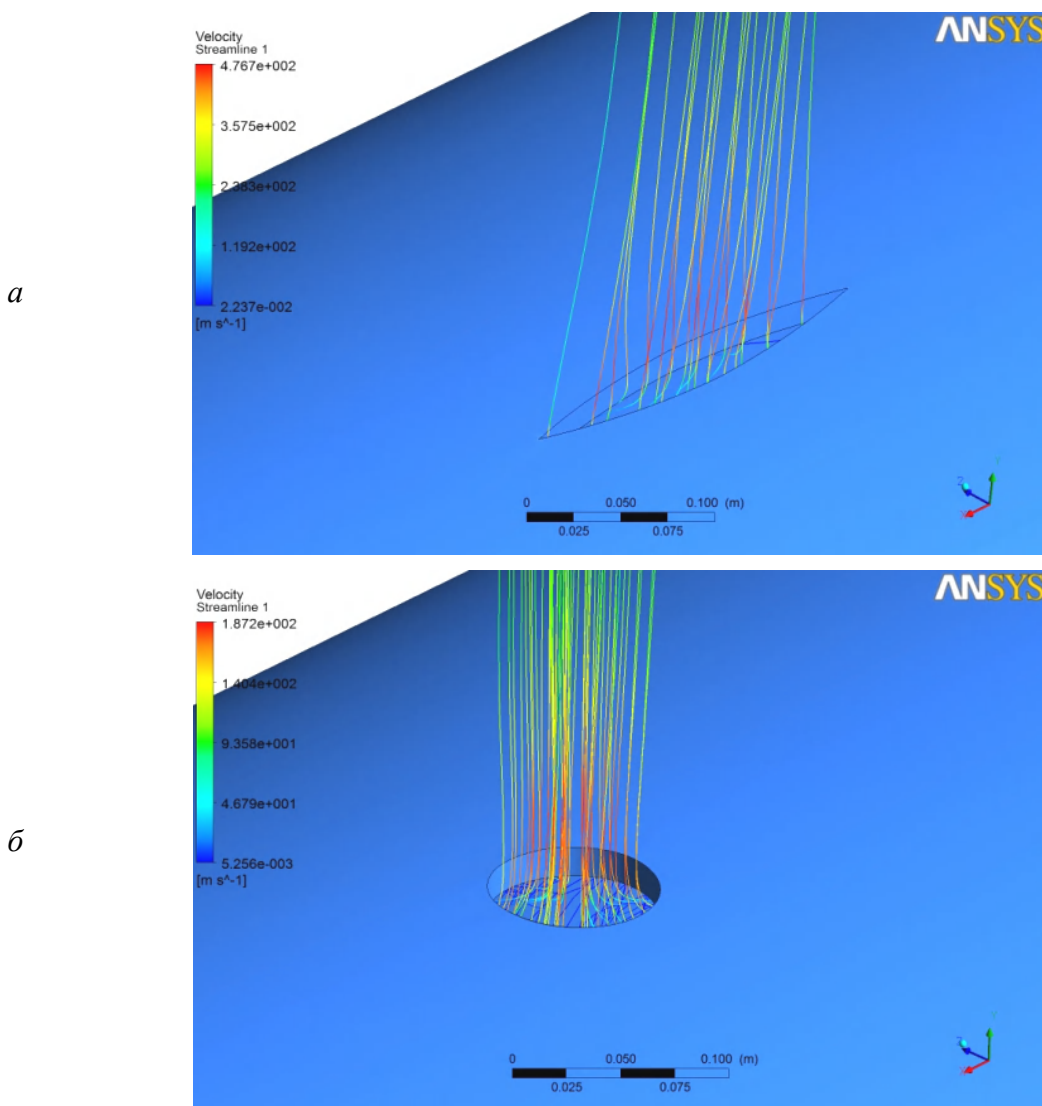


Рис. 1. Направляющие потока газа, который вытекает из газопровода:
а – продольная трещина; *б* – коррозионная каверна

Площади дефектов равные между собой и равняются $0,00505 \text{ м}^2$. В процессе дискретизации пространственной сетки в зоне дефекта количество элементов для обоих дефектов приблизительно равно между собой и равняется 305 вершинам разбиения зеркала дефекта на точки сетки.

При этом исчисленные значения расхода через оба дефекта разнятся на 5%, что показывает значимость влияния формы сечения дефекта на расход газа через дефект в стенке газопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»: СТО РД Газпром 39-1.10.-084-2003. – М.: Газпром экспо, 2003.
2. Мельниченко, Ю. Г. Расчет длительности процесса опорожнения участка газопровода с пересеченным профилем трассы / Ю. Г. Мельниченко // Нефтегазовая энергетика. – 2008. – № 2(7). – С. 20–23.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ МОДЕЛЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
МАГНИТНОГО ВИС ТИПА «MFL»****В. И. Прокошин¹, В. А. Ярмолович²**¹*Белорусский республиканский фонд фундаментальных исследований,
г. Минск, Республика Беларусь*²*ГО «НПЦ НАН Беларуси по материаловедению»,
г. Минск, Республика Беларусь*

Разработана компьютерная модель расчета пространственного распределения компонент индукции магнитного поля внутри трубы магистрального трубопровода, когда в ней находится внутритрубный инспекционный снаряд (ВИС) типа «MFL», обеспечивающий продольное намагничивание трубы между «щетками» практически до насыщения. При этом задаются геометрические параметры реального снаряда MFL, трубопровода, магнитные свойства материалов труб, щеток, магнитов и конструкций магнитопровода. Для этого с помощью программы FEMM 4.2 [1] решалось уравнение Пуассона для векторного магнитного потенциала A , где $B = \text{rot } A$, а B – индукция магнитного поля. Для полного определения функции A использовалось условие $\text{div } A = 0$. Уравнение, описывающее магнитные свойства материалов конструкции имело вид $B = \mu H + B_r$, где μ – магнитная проницаемость вещества, которая являлась функцией $|B|$, что и выражает нелинейную связь между полями B и H вследствие насыщения магнитного потока (особенно в месте сужения магнитного потока). Для этой модели граничные условия выражались через векторный потенциал. Тангенциальная составляющая A на границе, находящейся в бесконечности, приравнивалась к нулю. На оси симметрии вращения накладывалось условие $A = 0$, а в плоскостях магнитной и геометрической симметрии $dA/dn = 0$. Так как конструкция ВИС типа «MFL» симметрична относительно продольной оси трубы магистрального трубопровода, то решалась двумерная задача в координатах R, Z и считалось, что магнитное поле не зависит от угла φ . Конечные элементы, используемые для дискретизации рассматриваемой области, имели вид треугольников различных размеров, причем размеры увеличивались при приближении к границам модели. Общее количество точек, в которых осуществлялся расчет, составлял не менее 50 тысяч. Дискретизация выполнялась автоматически. Постпроцессор решал систему линейных алгебраических уравнений таким образом, пока сходимость уравнений не уменьшалась до 10^{-8} .

Проведен модельный расчет распределения магнитного поля в «щетках» ВИС типа «MFL» и установлены общие закономерности прохождения магнитного потока к стенкам магистрального трубопровода. Закладывались магнитные свойства постоянных магнитов на основе NdFeB с удельной энергией 37 МГОе. Считалось, что корпус «MFL» и магистрального

трубопровода изготовлен из стали М-45. Зависимости $B(H)$ для магнитных материалов аппроксимировались кубическими сплайнами. Применялся геометрический аналог щеток с отношением поверхностей изображенных прутьев к поверхности держателя, равным коэффициенту заполнения щеток, который равнялся 0,3. Использовалось 6 групп сплошных прутьев.

Проведено компьютерное моделирование пространственного распределения компонент индукции магнитного поля в зоне расположения датчиков Холла снаряда «MFL» при различных неоднородностях в ферромагнитных конструкциях трубопровода, имитирующих следующие дефекты магистральных нефте- и газопроводов: поперечные трещины, коррозия, задиры, ликвации, непровары швов, нарушения сплошности.

Определена разрешающая способность (минимальные размеры) обнаружения датчиками Холла дефектов на поверхностях трубы как функция удаленности магнитных сенсоров от поверхности трубы. Например, при расположении двухкомпонентных преобразователей Холла на расстоянии 3–4 мм от внутренней поверхности трубы разрешающая способность обнаружения дефекта при глубине h не менее чем $h = 0,1t$, где t – толщина трубы трубопровода для следующих видов дефектов: общая коррозия, питтинг, заDIR поперечный, обнаружение раковин, пор, непроваров, шлаковых включений – от $0,15t$ и обнаружение поперечных трещин – от $0,2t$.

Показано, что дефекты стресс-коррозийного типа могут быть обнаружены инспекционными снарядами типа «MFL» только случайным образом.

Для разбраковки неоднородностей в ферромагнитных объектах на приповерхностные и др. предложены конструкции новых селективных датчиков типа ID/OD, которые функционируют на классическом и планарном эффектах Холла.

УДК 004.5:65.011.56

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ АВТОМАТИЗАЦИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Д. Н. Свирский

*ГНУ «Объединенный институт проблем информатики НАН Беларуси»,
г. Минск, Республика Беларусь*

Трубопроводный транспорт играет заметную роль в реальном секторе экономики. В настоящее время его эффективное функционирование во многом определяется развитой системой автоматизированного управления, комплексом технических средств. Магистральный трубопровод как объект автоматизации характеризуется прежде всего отсутствием самовыравнивания и значительным запаздыванием. Эти свойства обуславливают сложность

проблемы его регулирования и построения АСУ. Комплекс научно-технических задач, решаемых в процессе автоматизации продуктопровода, отражает необходимость обеспечения оптимального функционирования трубопроводных сетей при нормальной эксплуатации и безопасной работы в аварийных условиях; управления транспортированием продуктов по трубопроводным сетям в обычном режиме и при аварийной ситуации; диагностики технического состояния трубопроводных сетей и технологического оборудования и т. п. Анализ динамики функционирования объекта автоматизации показывает, что в нем протекают процессы, весьма различающиеся по скорости от (квази)стационарного до скачкообразного. В связи с этим актуальным является вопрос рационального выбора программно-технического средства компьютерного моделирования динамики технической системы трубопровода.

В современном арсенале компьютерных технологий существует целый ряд мощных CAE-систем инженерного анализа, реализующих метод конечных элементов (МКЭ). Известен опыт применения программных продуктов ABAQUS и ANSYS для компьютерного моделирования работы трубопровода в регламентированных условиях. Программа ABAQUS является безусловным лидером среди коммерческих CAE-систем по распространенности в нефтегазовой отрасли Северо-Американского континента. Такое положение объясняется изначальной ориентацией разработчиков ABAQUS на нефтегазовую промышленность как на один из наиболее важных секторов продаж программы. Достаточно отметить, что в библиотеке ABAQUS имеются конструктивные элементы, предназначенные для моделирования подземных трубопроводов с учетом их взаимодействия с окружающим грунтом (pipe-soil interaction), чего нет в других универсальных МКЭ-программах. В то же время авторы работы [1] отмечают, что построение модельного участка трубопровода «вручную» гораздо более трудоемко в ABAQUS, чем в ANSYS.

Программа ANSYS – единственная МКЭ-система с весьма полным охватом явлений различной физической природы (прочность, теплофизика, гидрогазодинамика и электромагнетизм) с возможностью решения связанных задач, объединяющих все перечисленные виды. Моделирование объекта, таким образом, может вестись с учетом всего многообразия физических воздействий на него. Препроцессор ANSYS позволяет не только создавать геометрические модели собственными средствами, но и импортировать уже готовые, созданные средствами, в частности, AutoCAD. Надо отметить, что геометрическая модель в дальнейшем может быть модифицирована любым образом, поскольку при импорте осуществляется перетрансляция данных в геометрический формат ANSYS, и деталь не подменяется «неприкасаемой» конечно-элементной сеткой. Специальный гидрогазодинамический модуль ANSYS/FLOTRAN включает инструментальные

средства для анализа двумерных и трехмерных полей потока жидкости или газа и позволяет моделировать в том числе комплексные трехмерные течения в колене трубы.

Для моделирования быстропротекающих процессов типа удара, разрушения и т. п. во многих отраслях техники, в частности, в авиа- и автомобилестроении успешно применяется реализующая МКЭ система LS-DYNE. Соединение в одной программной оболочке модуля ANSYS/LS-DYNA традиционных методов решения с обращением матриц и математического аппарата программы LS-DYNA, которая использует явный метод интегрирования, позволяет переходить с неявного на явный метод решения, и наоборот.

В настоящее время существует возможность эффективного применения САЕ-комплекса LS-DYNE для решения задач нелинейного инженерного анализа работы компонентов трубопровода в экстремальных условиях. Моделирование с помощью системы ANSYS/LS-DYNA целесообразно осуществлять на суперкомпьютерной технике.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алешин, В. В. Анализ прочности промышленных трубопроводов в ANSYS и ABAQUS / В. В. Алешин, В. Кобяков, В. Е. Селезнёв // САПР и графика. – 2004. – № 7. – С. 34–39.

УДК 621.6.01

ОБ ОДНОМ ПОДХОДЕ К РАСЧЕТУ ЛОКАЛЬНОЙ ПОТЕРИ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННО ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ НЕКОНСЕРВАТИВНОМ НЕОДНОРОДНОМ НАГРУЖЕНИИ

Е. И. Тарновский, М. И. Валиев

*ОАО «АК«Транснефть», г. Москва, Российская Федерация
ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти
и нефтепродуктов», г. Москва, Российская Федерация*

В работе проводится апробация подхода к расчету локальной потери устойчивости протяженного пространственно изогнутого трубопровода при комбинированном неоднородном нагружении. Обсуждаются результаты численного расчета нелинейного изгиба трубопровода и влияние докритического моментного состояния на устойчивость при неконсервативном нагружении. В качестве основного инструмента расчетных исследований по моделированию напряженно-деформированного состояния трубопровода использовался программный комплекс ANSYS, дополненный модулем расчета критических нагрузок локальной потери устойчивости.

Эффективность применения современных средств компьютерного моделирования на стадиях разработки, проектирования и эксплуатации промышленных трубопроводных систем высокого давления, транспортирующих углеводородные жидкости и газы, уже ни у кого не вызывают сомнения. Различные системы автоматизированного проектирования CAD/CAE, технологии на базе волоконно-оптических измерительных систем для мониторинга целостности трубопровода, АСУ по обнаружению малых утечек сейчас широко используются в проектных и эксплуатационных организациях в ОАО «АК «Транснефть».

Однако во многих случаях анализ фактического состояния в процессе строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов по результатам технической диагностики проводится не только без применения средств компьютерного моделирования, но и вообще без каких-либо надлежащих расчетных оценок фактического состояния трубопровода в системе «грунтовое основание – опора – конструкция трубопровода – связанные (транспортируемые) сплошные среды».

В рамках работы разработана вычислительная технология комплексного анализа напряженно-деформируемого состояния и оценки критических нагрузок местной (локальной) потери устойчивости пространственно-изогнутого трубопровода при неконсервативном нагружении.

Программа расчетных исследований включает разработку и верификацию с помощью ANSYS следующих расчетных моделей трубопроводных систем:

- динамическую модель пространственно-изогнутого трубопровода при комбинированном действии неконсервативных внешних сил;
- статическую модель системы «упругое основание – подвижная (неподвижная) опора – трубопровод», учитывающую распределения главных моментов от перемещения трубопровода при действии неравномерно распределенного внутреннего давления;
- взаимодействие нестационарных потоков вязких сред и деформируемого пространственно-изогнутого трубопровода;
- расчет критических нагрузок местной (локальной) потери устойчивости протяженного пространственно изогнутого трубопровода находящегося под действием неоднородного нагружения.

Основным методом исследования неконсервативных задач теории упругой устойчивости является динамический метод, основанный на рассмотрении колебаний системы вблизи положения равновесия. Исследуемая форма равновесия будет устойчивой, если все возмущения будут ограничены во времени. Неустойчивое состояние системы – неограниченное возрастание решения, а стало быть, и параметров, характеризующих динамический процесс.

Уравнение динамической устойчивости, учитывающее моментность докритического состояния, будучи записано в матричной форме

$$C \frac{d^2 f}{dt^2} + [E - q_0 A - q_t \Phi(t) B] f = D,$$

представляет собой известное уравнение Матье-Хилла. Одно из наиболее интересных свойств этого уравнения заключается в том, что при некоторых соотношениях между его коэффициентами оно имеет неограниченные возрастающие решения. Анализ решения данного уравнения позволяет определить критические нагрузки местной (локальной) потери устойчивости протяженного пространственно-изогнутого трубопровода.

Модельные расчеты на динамическую устойчивость при комбинированном нагружении трубопроводов позволили выявить предельные значения докритических напряжений и области локальной потери устойчивости.

На основе результатов выполненных расчетов установлено, что для адекватного численного представления НДС трубопровода анализ системы «грунтовый массив – опора – связанные сплошные среды – конструкция трубопровода» следует проводить в рамках единой модели с учетом реальных распределительных и нелинейных свойств системы на всех стадиях эксплуатации трубопровода.

IX. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

УДК 347

ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

В. А. Богоненко

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Система магистральных трубопроводов обеспечивает перемещение газа, нефти, нефтепродуктов от пункта приемки продукции до пункта ее сдачи, передачи в другие трубопроводы, на иной вид транспорта или хранение. Являясь эффективным средством доставки продукции для нужд промышленного и бытового потребления, магистральные трубопроводы при аварии могут причинить вред жизни и здоровью граждан, их имуществу, окружающей среде. Последствия причинения вреда определены Законом Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте», Законом «О газоснабжении», а также Гражданским кодексом Республики Беларусь.

Применительно к магистральным трубопроводам и последствиям, связанным с причинением вреда, следует говорить о деятельности, создающей повышенную опасность для окружающих. Представляя собой единый имущественный, неделимый производственно-технологический комплекс, **магистральный трубопровод как объект гражданских прав по своей правовой природе тождествен предприятию как имущественному комплексу** (ст. 132 Гражданского кодекса Республики Беларусь). В соответствии с п. 1 ст. 132 Гражданского кодекса, предприятием как объектом прав признается имущественный комплекс, используемый для осуществления предпринимательской деятельности. В состав предприятия как имущественного комплекса входят все виды имущества, предназначенные для его деятельности, включая земельные участки, здания, сооружения, оборудование, инвентарь, сырье, продукцию, права требования, долги, а также права на обозначения, индивидуализирующие предприятие, его продукцию, работы и услуги (фирменное наименование, товарные знаки, знаки обслуживания), и другие исключительные права, если иное не преду-

смотрено законодательством или договором. В ст. 1 Закона «О магистральном трубопроводном транспорте» магистральный трубопровод определяется в качестве **вида транспорта**, а также единого имущественного, неделимого производственно-технологического комплекса, состоящего из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и других объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции от пункта ее приемки до пункта сдачи, передачи в другие трубопроводы, на иной вид транспорта или хранение. Отказываясь от такого понятия, как предприятие, Закон «О магистральном трубопроводном транспорте» тем не менее, использует такое понятие, как организация, оказывающая услуги по транспортировке продукции магистральным трубопроводом или системой магистральных трубопроводов и осуществляющая их эксплуатацию (ст. 1 Закона).

До вступления в силу действующего Гражданского кодекса проблема идентификации источника повышенной опасности решалась исключительно на уровне постановления Пленума Верховного Суда Республики Беларусь от 14 сентября 1995 г., где в п. 19 указывался основной признак источника повышенной опасности – невозможность осуществления полного контроля за любой деятельностью, осуществление которой создает повышенную вероятность причинения вреда. В действующем Гражданском кодексе в п. 1 ст. 948 содержится неполный перечень видов деятельности, создающей повышенную опасность для окружающих: использование транспортных средств, механизмов, электрической энергии высокого напряжения, атомной энергии, взрывчатых веществ, сильнодействующих ядов и т.п., осуществление строительной и иной связанной с ней деятельности и др.

Содержащийся в Гражданском кодексе перечень видов деятельности, создающих повышенную опасность для окружающих, изначально основывается на правовой доктрине, традиционно допускавшей широкую трактовку источников повышенной опасности [1].

Нормы Закона «О магистральном трубопроводном транспорте», а также Гражданского кодекса позволяют идентифицировать магистральный трубопровод в качестве источника повышенной опасности, а эксплуатацию его объектов – в качестве деятельности, создающей повышенную опасность для окружающих. Кроме того, деятельность магистрального трубопроводного транспорта требует отдельной правовой характеристики в целях полной идентификации правоотношений по перемещению опасных грузов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Советское гражданское право: учебник. В 2 т. Т. 2 / С. А. Верб, Ю. Е. Добрынин, Т. И. Илларионова [и др.]; под ред. О. А. Красавчикова. – 3-е изд., испр. и доп. – М. : Высш. шк., 1985. – С. 386 – 387.

О СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКИХ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ В ОБЛАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

А. Н. Воронин, В. К. Липский

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Одним из условий улучшения системы технического нормирования и стандартизации в магистральном трубопроводном транспорте является создание национальной Системы технических нормативных правовых актов в магистральном трубопроводном транспорте.

В магистральном трубопроводном транспорте присутствует большое разнообразие объектов и процессов, происходящих при их функционировании. Данное обстоятельство обуславливает наличие значительного количества технических нормативных правовых актов различных видов и статусов в магистральном трубопроводном транспорте. Специалисту в магистральном трубопроводном транспорте по причине его узкой специализации иногда затруднительно знать данные акты, иметь представление о существовании некоторых из них, а также обладать знаниями по иным аспектам системы технического нормирования и стандартизации.

Система взглядов, рассматривающая основные направления развития в области стандартизации на государственном и локальном уровнях и направленная на обеспечение комплексного решения задач функционирования системы стандартизации, представлена в различных странах в документальном виде. В Соединенных Штатах Америки Национальным институтом стандартов в 2000 г. разработан документ «Стратегия стандартов Соединенных Штатов» [1], который периодически пересматривается. В Европейском Союзе Комитетом стандартов разработана «Стратегия Европейского комитета по стандартизации на 2011 – 2013 г.» [2], описывающая политические, экономические, экологические, общественные и технологические причины необходимости дальнейшего развития системы стандартизации. В Российской Федерации подобная система взглядов на проблемы развития системы стандартизации до 2010 г. в рамках государственного масштаба представлена в Концепции национальной стандартизации [3], разработанная в 2006 г. Данный документ содержит обоснованные цели, задачи и направления развития системы стандартизации.

В Республике Беларусь также разработаны документы, отражающие основные направления развития стандартизации.

Государственным комитетом по стандартизации Республики Беларусь для определения основных направлений государственной политики в области стандартизации и с целью усиления влияния стандартизации на ре-

формирование экономики республики, повышение качества и конкурентоспособности продукции и услуг была разработана Концепция развития стандартизации в Республике Беларусь от 12.01.2001 г. на период до 2005 г.

В установленный Концепцией период в п. 7.1 «Приоритетные направления стандартизации» предлагалось определить направления стандартизации в ведущих отраслях, в т.ч. в топливно-энергетическом комплексе, химической и нефтехимической промышленности и услугах.

В магистральном трубопроводном транспорте, предоставляющем услугу транспортирования энергоносителей в рамках деятельности топливно-энергетического комплекса и нефтехимической промышленности, на сегодняшний день отсутствует документированная система взглядов (система, концепция, стратегия), в которой были бы изложены приоритетные направления стандартизации.

Обсуждаемая система должна содержать информацию о состоянии технического нормирования и стандартизации в магистральном трубопроводном транспорте, технических нормативных правовых актах, системе смежных технических нормативных правовых актов в магистральном трубопроводном транспорте, информационно-поисковых системах, в которых можно осуществить поиск текстов необходимых актов, координации работ в системе технического нормирования и стандартизации в магистральном трубопроводном транспорте и иных аспектах технического нормирования и стандартизации в магистральном трубопроводном транспорте.

ЛИТЕРАТУРА

1. United States Standards Strategy [Электронный ресурс] – 2011. – Режим доступа: http://ansi.org/standards_activities/nss/usss.aspx?menuid=3 – Дата доступа: 15.07.2011.
2. CEN Strady [Электронный ресурс] – 2011. – Режим доступа: <http://www.cen.eu/cen/AboutUs/Strategy/Pages/default.aspx>. – Дата доступа: 20.07.2011.
3. Концепция национальной стандартизации [Электронный ресурс] – 2006. – Режим доступа: <http://www.gost.ru>. – Дата доступа: 25.07.2011.

УДК 006.02

О СОСТОЯНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО НОРМИРОВАНИЯ И СТАНДАРТИЗАЦИИ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

А. Н. Воронин, В. К. Липский

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

После принятия Закона Республики Беларусь от 05.01.04 г. «О техническом нормировании и стандартизации» в отраслях экономики республики был взят курс на формирование качественно нового комплекса тех-

нических нормативных правовых актов, в том числе и в магистральном трубопроводном транспорте. Для магистрального трубопроводного транспорта данный Закон имеет особую актуальность, так как большинство технических нормативных правовых актов в магистральном трубопроводном транспорте приходится на акты в сфере технического нормирования и стандартизации.

Предполагалось, что переход на новую систему технического нормирования и стандартизации произойдет в течение ближайших лет. На практике оказалось, что реформа может носить более затяжной характер, зачастую обусловленный объективными причинами. Это обстоятельство подтверждают выходящие в течение ряда лет нормативные правовые акты, ставящие своей целью стимулирование работ по переходу на новую систему.

В магистральном трубопроводном транспорте в настоящее время все еще действует ряд нормативно-технической документации старого образца, разработанной и введенной в действие во времена существования СССР. Вследствие этого возникает актуальная потребность в ревизии данных документов, выявлении документов, исторически доказавших свою значимость, и их адаптации к новому правовому статусу с учетом современного достижения науки и техники.

Стоит отметить, что в настоящее время работы по переработке технических нормативных правовых актов в магистральном трубопроводном транспорте осуществляются. Однако данная деятельность носит не системный глобальный, а децентрализованный локальный характер. Нормативные акты могут создаваться различными разработчиками и утверждаться различными государственными органами, поэтому одной из основных задач в техническом нормировании и стандартизации магистрального трубопроводного транспорта является создание общей базы данных технических нормативных правовых актов и координация при их разработке.

В настоящее время в магистральном трубопроводном транспорте не ведется мониторинг стандартов организаций и не существует единой базы таких стандартов. Создание такой базы представляется возможным, но затруднительным процессом. Причина возникновения сложностей при создании такой базы заключается в том, что данный вид акта является собственностью организации и организация может не пожелать включать свои стандарты в базу. В то же время создание базы стандартов организаций магистрального трубопроводного транспорта явилось бы позитивным явлением в отрасли. Данный комплекс документов позволит повысить информированность организаций магистрального трубопроводного транспорта, создаст условия для возможной координации в деятельности и способствует обмену опытом.

В обеспеченности объектов и процессов магистрального трубопроводного транспорта техническими нормативными правовыми актами на-

блюдается их неравномерное распределение. На часть объектов и процессов разработан удовлетворительный перечень актов, в то же время по отношению к другим объектам и процессам может обнаруживаться их дефицит либо полное отсутствие. Решением данного вопроса может стать идентификация таких объектов и процессов и интенсификация деятельности по разработке актов.

Одной из возможных причин невысокой активности в области разработки ТНПА и пересмотра технической нормативной документации является отсутствие отдела стандартизации в некоторых трубопроводных организациях. В этом случае трубопроводные организации могут обращаться за разработкой ТНПА либо пересмотром технической нормативной документации в Национальный технический комитет по стандартизации ТК17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти, газа и нефтепродуктов» либо иные специализированные организации.

ЛИТЕРАТУРА

1. О техническом нормировании и стандартизации: Закон Республики Беларусь от 5 января 2004 г. № 262-3. – Минск : Госстандарт, 2004. – 67 с.

УДК 622.692.4

РАЗРАБОТКА ТКП ПО НОРМАМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЕБАЗ

П. В. Коваленко

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

В настоящее время большое внимание уделяется вопросам обеспечения безопасной эксплуатации предприятий по обеспечению нефтепродуктами. На рынке появляются новые технологии и оборудование. Внедряются современные автоматизированные системы управления процессами. В то же время в отрасли наметилось большое отставание действующих нормативных документов от потребностей современных подходов, позволяющих решать задачи по проектированию предприятий по обеспечению нефтепродуктами.

Основные нормативные документы по проектированию предприятий по обеспечению нефтепродуктами были написаны в 80 – 90-х годах прошлого столетия (ВНТП 5-95, ВУП СНЭ-87, ВНТП 3-90). Со времени появления норм ВНТП 5-95 произошли коренные изменения в подходах к проек-

тированию объектов по распределению нефтепродуктов, связанные с обеспечением их безопасной эксплуатации.

В соответствии с Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации», возникает необходимость пересмотра данных документов и их адаптации к новому правовому статусу с учетом современных достижений науки и техники.

Автор данных тезисов принимал активное участие в переработке ВНТП 5-95 в ТКП «Нормы технологического проектирования организаций по обеспечению нефтепродуктами (складов хранения нефтепродуктов концерна «Белнефтехим»)».

В настоящее время на территории Республики Беларусь действует шесть областных и более тридцати филиалов предприятий по распределению нефтепродуктов. Большинство предприятий введено в эксплуатацию в 60-х годах прошлого столетия, поэтому используемое оборудование морально и физически устарело. В то же время и такое количество филиалов, на наш взгляд, неоправданно велико.

Со времени появления норм ВНТП 5-95 произошли коренные изменения в подходах к проектированию объектов по распределению нефтепродуктов, связанные с обеспечением их безопасной эксплуатации.

Поэтому ТКП должен разрабатываться на основе анализа потребления нефтепродуктов в республике, стратегии развития отрасли, с использованием логистических схем поставки нефтепродуктов потребителю.

УДК 622.692.4

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ТРУБ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

А. Г. Кульбей

*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

На сегодняшний день необходимо отметить факт существенного отставания действующих нормативных документов от потребностей современных подходов к решению текущих задач. В Республике Беларусь в настоящее время все еще действует ряд нормативно-технической документации старого образца. Основные нормативные документы по проектированию и строительству магистральных трубопроводов были написаны в 80-х годах прошлого столетия (СНиП 2.05.06.85, СНиП III 42-80, ВСН 004-012). В соответствии с Законом Республики Беларусь «О техническом нормиро-

вании и стандартизации», возникает необходимость пересмотра данных документов и их адаптации к новому правовому статусу с учетом современных достижений науки и техники.

Автор данных тезисов принимал активное участие в переработке ВСН 008-88 в ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Противокоррозийная защита и теплоизоляция».

Со времени появления норматива ВСН 008-88 произошли коренные изменения в обеспечении пассивной защиты объектов трубопроводного транспорта. Не только выявилось устаревание рекомендуемых в ВСН 008-88 материалов защиты поверхности от коррозии и появление новых материалов с новыми свойствами, но и изменились подходы к обеспечению качества подготовки поверхности, технологиям нанесения покрытий, технологиям обеспечения сохранности покрытий. История применения защитных покрытий трубопроводов насчитывает более 100 лет, однако до сих пор не все вопросы в этой области благополучно решены. С одной стороны, постоянно повышается качество защитных покрытий трубопроводов, практически каждые 10 лет появляются новые изоляционные материалы, новые технологии и оборудование для нанесения покрытий на трубы в заводских и трассовых условиях. С другой стороны, становятся все более жесткими требования к качеству покрытий, которые запрашиваются условиями обеспечения надежности и безопасности работы трубопроводных систем. Изменяются и условия строительства трубопроводов (применение методов «наклонно-направленного бурения», «микротоннелирования» и др.).

Хотя на сегодняшний день еще используются методы нанесения изоляционных покрытий в трассовых условиях, предпочтение по праву отдается покрытиям, наносимым в заводских условиях.

В ВСН 008-88 были предусмотрены битумные покрытия, эпоксидные покрытия, стеклоэмалевые, цинковые и алюминиевые покрытия, а также полимерные ленточные покрытия (полиэтилен, поливинилхлорид, кремний-органика) для подземных трубопроводов и лакокрасочные покрытия для надземных. Однако за прошедший период почти в четверть века появились полипропиленовые покрытия, полиэтиленовые покрытия не только ленточные новых сортов, но и экструдированные, полиуретановые и эпоксидно-полиуретановые покрытия, силикатно-эмалевые покрытия, комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие.

Данные типы покрытий отвечают современным техническим требованиям и обеспечивают долговременную эффективную защиту трубопроводов от почвенной коррозии. При этом в разных странах отдается предпочтение различным типам заводских покрытий. Например, в США, Англии, Канаде популярны эпоксидные покрытия труб, в Европе, Японии и России предпочтение отдается заводским покрытиям на основе экструдированного полиэтилена. Разработчики нового стандарта постарались заим-

ствовать самый передовой зарубежный опыт использования защитных покрытий, оставив, однако, возможность применения и «старых» видов изоляционных покрытий.

В данном случае проблема обеспечения надежности эксплуатируемого объекта ложится на плечи проектных и эксплуатационных организаций, которые могут выбрать путь снижения стоимости наносимых покрытий за счет снижения уровня безопасности эксплуатации объекта.

Отдельного рассмотрения требовал вопрос о противокоррозионной изоляции внутренней поверхности труб, т.к. данная проблема не была рассмотрена в ВСН 008-88.

Внедрение в Беларуси европейских подходов к подготовке качества поверхности, например ISO 8501 с новой классификацией степени качества подготавливаемой поверхности (Sa, St), потребовало изменить подходы к используемым средствам и методам подготовки поверхности. Новый нормативный документ потребовал учета таких способов очистки поверхности, как вакуумная очистка, безабразивная гидроочистка (очистка водой низкого давления (LPWC) менее 34 МПа, очистка водой высокого давления (HPWC) от 34 до 70 МПа, очистка водой сверхвысокого давления (HPWJ) от 70 до 170 МПа, очистка водой ультравысокого давления (UHPWJ) свыше 170 МПа), мокрая струйная очистка (смесью воды и песка), использование новых видов абразивов (например, купершлака).

Вводимый в ближайшем будущем новый ТКП по изоляционным покрытиям учитывает как вышеприведенные особенности, так и ряд других, и должен обеспечить новый уровень надежной и безопасной эксплуатации рассматриваемых объектов трубопроводного транспорта.

УДК 622.692:658

ОПЫТ РАБОТЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ТЕХНИЧЕСКИХ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

**В. К. Липский, Л. М. Спириденко, Д. П. Комаровский,
А. Г. Кульбей, А. Н. Воронин, А. Н. Янушонок**
*УО «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк,
Республика Беларусь*

Важным условием качественной работы магистрального трубопроводного транспорта является современная нормативная база, регламентирующая проектирование, сооружение и эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта.

Техническое нормирование и стандартизация в магистральном трубопроводном транспорте представляет собой комплексную многогранную систему, имеющую тесную взаимосвязь с системами из других отраслей деятельности. Данное обстоятельство обуславливает наличие значительного количества технических нормативных правовых актов (ТНПА) различных видов и статусов в магистральном трубопроводном транспорте. ТНПА имеют различное назначение и в совокупности должны обеспечивать полноту и системность технического нормирования и стандартизации, устойчивость, преемственность и возможность системного развития.

Вместе с тем, приходится констатировать факт существенного отставания ТНПА от потребностей современных подходов к решению перечисленных задач. В Республике Беларусь в настоящее время все еще действует ряд нормативно-технической документации старого образца. Основные нормативные документы по проектированию и строительству магистральных трубопроводов были написаны в 80-х годах прошлого столетия (СНиП 2.05.06.85, СНиП III 42-80, ВСН 004 – 012), а по проектированию и монтажу резервуаров до недавнего времени отсутствовали.

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

В магистральном трубопроводном транспорте только в последние годы активизировалась работа в области разработки ТНПА. Приказом Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 30.11.2006 г. № 207 был создан Технический комитет (ТК17) «Магистральный трубопроводный транспорт нефти, газа и нефтепродуктов» для проведения работ по государственной, межгосударственной и международной стандартизации. Методическое руководство работой ТК и координацию его деятельности осуществляет Госстандарт. Секретариат ТК17 расположен на базе УО «Полоцкий государственный университет».

В 2008 году специалистами кафедры трубопроводного транспорта Полоцкого государственного университета и ОАО «Нефтезаводмонтаж» (г. Новополоцк) был совместно разработан технический кодекс установившейся практики (далее ТКП) «Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства» [2].

В настоящее время на кафедре ведется разработка ТКП «Нормы технологического проектирования. Нефтепроводы магистральные» и перера-

ботке Ведомственных строительных норм (ВСН 004 – 012) для магистральных нефтепроводов.

Как было сказано ранее, специалистами кафедры трубопроводного транспорта совместно со специалистами ОАО «Гомельтранснефть Дружба» и ОАО «Трест Белпромналадка» перерабатываются ВСН 004 – 012. Для кафедры это является положительным опытом, и некоторые особенности переработки ВСН представлены в данной статье.

ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Противокоррозийная защита и теплоизоляция». Со времени появления норматива ВСН 008-88 произошли коренные изменения в обеспечении пассивной защиты объектов трубопроводного транспорта. Не только выявилось устаревание рекомендуемых в ВСН 008-88 материалов защиты поверхности от коррозии и появление новых материалов с новыми свойствами, но и изменились подходы к обеспечению качества подготовки поверхности, технологиям нанесения покрытий, технологиям обеспечения сохранности покрытий [3].

Отдельного рассмотрения требовал вопрос о противокоррозионной изоляции внутренней поверхности труб, т.к. данная проблема не была рассмотрена в ВСН 008-88.

Вводимый в ближайшем будущем новый ТКП по изоляционным покрытиям учитывает как вышеприведенные особенности, так и ряд других и должен обеспечить новый уровень надежной и безопасной эксплуатации рассматриваемых объектов трубопроводного транспорта.

ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Средства и установки электрохимзащиты». После появления норматива ВСН 009-88 уже в 1991 г. вышло Дополнение к ВСН 009-88 касательно электрохимической защиты кожухов трубопроводов на переходах под автомобильными и железными дорогами. Несомненно, эти вопросы должны были войти еще в основной текст ВСН 009-88. За прошедшее с тех пор время коренных изменений в области активной защиты от коррозии объектов трубопроводного транспорта не произошло. Однако структура технического кодекса установившейся практики потребовала переработки содержательной части ВСН 009-88 в соответствии с действующим ТКП 1.5-2004 «Правила построения, изложения, оформления и содержания технических кодексов установившейся практики и государственных стандартов».

ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Подводные переходы». Со времени появления ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы» появились новые современные способы прокладки подводных переходов: наклонно-направленное

бурение и микротоннелирование. Способ наклонно-направленного бурения нашел широкое применение как в нашей стране, так и за рубежом.

В документе ВСН 010-88, ввиду новизны, эти способы не рассматривались. Кроме того, в Республике Беларусь отсутствуют ТНПА по указанным способам прокладки подводных переходов.

Частично этот пробел удалось восполнить за счет введения в разрабатываемый ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Подводные переходы» разделов по строительству подводных переходов способом наклонно-направленного бурения и микротоннелирования.

Кроме этого, ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Подводные переходы» разрабатывался с учетом гидроморфологических условий Республики Беларусь.

С появлением новых требований охраны окружающей среды и охраны труда были полностью переработаны эти разделы в ТКП.

ТКП «Строительство магистральных нефтепроводов. Контроль качества и приемки работ». Старый документ ВСН 012-88 состоял из двух частей, однако по просьбе заказчика новый ТКП состоит из одной части и приложений. В новом документе были введены разделы по контролю качества подводных переходов, переходов через дороги, чего не было в старом документе. Это позволит использовать для удобства только один документ (ТКП «Контроль качества и приемки работ») для контроля качества работ.

Очень большие изменения внесены в раздел по контролю качества сварных соединений и квалификации персонала. При контроле качества сварных соединений в настоящее время используются современное оборудование, материалы и технологии. Эти современные подходы были использованы при переработке ВСН 012-88.

ЛИТЕРАТУРА

1. О техническом нормировании и стандартизации: Закон Республики Беларусь от 5 января 2004 г. №262-3.
2. ТКП 45-5.04-172-2010 Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства.
3. Низьев, С. Г. О новых технических требованиях для наружных антикоррозионных покрытий магистральных нефтепроводов / С. Г. Низьев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2003. – № 11 – С. 8 – 14.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ КАК ОДНОГО ИЗ ЭЛЕМЕНТОВ КРИТИЧЕСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ГОСУДАРСТВА

В. И. Свентицкий

ОАО «Белтрансгаз», г. Минск, Республика Беларусь

С целью систематизации потенциально опасных объектов, вывод которых из строя может иметь значительные политические и военные последствия, введен термин «критическая инфраструктура». Под ним понимается совокупность физических или виртуальных систем и средств, важных для государства в такой мере, что их выход из строя или уничтожение могут привести к губительным последствиям в области обороны, экономики, здравоохранения и безопасности нации. В системе критической энергетической инфраструктуры одним из наиболее важных элементов являются магистральные трубопроводы высокого давления.

Вопросы защиты и обеспечения безопасности критической инфраструктуры правоохранители поднимают с начала 90-х годов XX в. Здесь и далее под безопасностью понимают не нормы промышленной безопасности, достаточно отработанные и устоявшиеся, а совокупность таких элементов, как физическая охрана в сочетании с техническими системами безопасности, информационная безопасность. Выводы, сделанные по результатам проведенных исследований, свидетельствуют о том, что уязвимость к повреждению критических инфраструктур растет и существует необходимость в разработке как национальных, так и международных программ их защиты.

Автором изучены подходы, существующие в странах Евросоюза, США, Канаде, Грузии, Германии, России к вопросу обеспечения безопасности национальных критических инфраструктур. В странах ЕС признается, что существуют серьезные риски: нет ни единой законодательной среды, ни управляющей структуры, решающей вопросы безопасности вдоль всей цепи поставки энергоресурсов. Богатую практику обеспечения безопасности критических инфраструктур наряду с отработанной правовой базой имеют США. Представляет интерес опыт Грузии. Богатый практический опыт накоплен в России. В контексте рассматриваемой темы исследования ведет Центр европейских стратегий безопасности (CESS) (Мюнхен).

Нельзя не остановиться на таком достаточно новом явлении, как рост кибератак на критически важные инфраструктуры. Компания McAfee совместно с Центром стратегических и международных исследований (CSIS) обнародовала результаты отчета, которые демонстрируют потери от кибе-

ратак, и их воздействие на критически важные объекты энергосистем и нефтегазовой отрасли. Основные выводы отчета: кибератаки продолжают доминировать, не внедряются эффективные меры защиты.

Серьезные исследования в этой области проводятся в России. К числу объектов, уязвимых для кибертеррористической атаки на элементы критически важной энергетической инфраструктуры, подлежащих защите в первую очередь, в РФ относят автоматизированные системы управления технологическими процессами на нижнем уровне и их компоненты (сервера, в первую очередь сервера SCADA, автоматизированные рабочие места, микропроцессорные контроллеры, средства телемеханики) и др. Системное изучение проблемы позволило исследователям сделать вывод, что законодательное поле этой страны не вполне соответствует современным потребностям в защите объектов критически важных инфраструктур; документы, регламентирующие деятельность по обеспечению их информационной безопасности в должном объеме еще не подготовлены. Нельзя не отметить, что Президентом Российской Федерации внесен на рассмотрение проект закона «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса». Устанавливаются организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса в России от противоправных действий, а также права, обязанности и ответственность юридических и физических лиц, владеющих на законном праве объектами топливно-энергетического комплекса.

В Беларуси функционирование объектов магистральных трубопроводов регламентировано Законом «О магистральном трубопроводном транспорте» (принят Палатой Представителей 11 декабря 2001 года, зарегистрирован в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 11 января 2002 г. № 2/836). Обеспечению безопасности магистральных газопроводов посвящена 4 глава Закона. В частности, это требования по разработке декларации промышленной безопасности и экологического паспорта магистрального трубопровода, проведению оценки воздействия на окружающую среду планируемой деятельности по созданию и функционированию магистральных трубопроводов и т.д. И только в статье 30 упомянуты вопросы охраны: охрана магистральных трубопроводов и объектов магистральных трубопроводов осуществляется непосредственно оператором и организациями, имеющими, в соответствии с законодательством Республики Беларусь, право осуществлять такую деятельность.

Представляется, что с учетом современных реалий этого недостаточно. Очевидна необходимость разработки правового акта, который определял бы требования к оснащению магистральных трубопроводов высокого давления как значимого звена критической энергетической инфраструктуры государства системами безопасности, касающимися физической, тех-

нической и информационной безопасности. Речь идет в том числе о создании единого типового проекта системы безопасности трубопровода, охране воздушных переходов и вдольтрассового оборудования, скважин отбора и закачки газа. Целесообразно изучение опыта охраны с помощью технических средств с применением видеоаналитики, позволяющей вести контроль ситуации без участия человека по всей длине трубопровода.

УДК 621.642.2

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ, ИЗГОТОВЛЕНИЮ И МОНТАЖУ СТАЛЬНЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Л. М. Спириденко, И. А. Свирко

*УО «Полоцкий государственный университет»,
ОАО «Нефтезаводмонтаж», г. Новополоцк, Республика Беларусь*

В мировой практике вопросам резервуаростроения уделяется достаточно много внимания, и связано это прежде всего с тем, что 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.

Совершенствование нормативно-технической базы является основой для повышения надежности и безопасной эксплуатации резервуаров. Значительный прогресс в области разработки и совершенствования норм по проектированию и устройству резервуаров достигнут в России. В последнее время там были разработаны и введены следующие стандарты:

- ПБ 03-605-03 – Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (введены в 2003 году);
- ГОСТ Р 52910-2008 – Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов (введен в 2008 году);
- СТО-СА-03-002-2009 – Стандарт организации. Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (введен в 2009 году);
- ГОСТ 31385 – Межгосударственный стандарт. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия (введен в 2010 году).

В нашей республике также была проделана работа по разработке норм в области резервуаростроения при непосредственном участии специалистов кафедры трубопроводного транспорта УО «ПГУ» и ОАО «Нефтезаводмонтаж». В результате приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь в 2010 году утвержден и введен в действие технический кодекс установившейся практики ТКП 45-5.04-172-2010 «Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Правила проектирования и устройства». При разработке документа были проанализированы различные стандарты в области резервуаростроения, такие как API 650, EN 14015, указанные выше российские нормы, стандарты Украины, Казахстана, Польши. В наибольшей степени ТКП гармонизирован с нормами России. Прежде всего, это связано с историей развития резервуаростроения, методами расчетов резервуарных конструкций, взаимодействием ведущих специалистов в этой области из России и Беларуси (ученых, проектировщиков, изготовителей, монтажников).

Разделы нового стандарта содержат основные положения для проектирования и расчета, чтобы любой проектировщик мог без проблем и громоздких расчетов спроектировать резервуарные конструкции для требуемого объема и при сочетании различных факторов.

В стандарте приняты современные подходы к технологии изготовления резервуарных конструкций в заводских условиях. Детально описаны требования, предъявляемые к материалам, их обработке, сварке и контролю качества.

В некоторых случаях ТКП допускает применение альтернативных решений при условии согласования их с головной организацией по сварке (требования к термообработке, требования к обработке кромок и т.п.). Это связано с тем, что технологии обработки металлов, сварки, изготовления и монтажа резервуарных конструкций постоянно совершенствуются, вместе с тем совершенствуются оборудование и методы производства работ.

С момента ввода в действие стандарта он уже стал основной настольной книгой для проектировщиков, изготовителей, монтажников, а также организаций, занимающихся эксплуатацией резервуарных конструкций.

Х. ПОДГОТОВКА И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА В ОБЛАСТИ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

УДК 37.018.46

АСУ «ГАЗ-ИНСТИТУТ» – ОПЫТ РАЗРАБОТКИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ИНСТИТУТА ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ И ПЕРЕПОДГОТОВКИ

Г. Г. Парфенова, С. А. Солодышев, В. И. Огренич

*УО «Государственный институт повышения квалификации
и переподготовки кадров в области газоснабжения «ГАЗ-ИНСТИТУТ»,
г. Минск, Республика Беларусь*

В ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ» с 2005 года ведется разработка уникальной автоматизированной системы управления, включающей в себя базы данных и прикладных программ, предназначенных:

- для обеспечения электронного документооборота 6 филиалов, 9 представительств, 2 кафедр и более 10 отделов института в базе «Газ-документ»;
- обеспечения учебного процесса наглядными и мультимедийными материалами в базе «Учебный отдел»;
- разработки электронной версии расписания занятий;
- проведения виртуальных лабораторных работ и тестирования знаний у слушателей.

База «Газ-документ». Единая система автоматизированного учета слушателей создает отчеты (выборка по году последнего обучения) с применением корпоративной компьютерной сети посредством VPN-соединений. Унифицирована возможность использования единой базы данных; введена функция восстановления разовых договоров после удаления, дополнительных соглашений и приказов, функции управления ими. Разработаны шаблоны (rtf-файлы) для приказов, FTP-сервера для хранения индивидуальных приказов.

Тестирующий комплекс:

- разработка и внесение в базу данных тестов, совместный с ними анализ имеющихся вопросов;
- приведение к единой системе тестов во всех филиалах.

В базу данных внесена информация о 15317 организациях, в т.ч. : г. Минск – 6834, г. Барановичи – 731 организация, г. Брест – 1714 органи-

заций, г. Витебск – 362, г. Гомель – 1407, г. Гродно – 1810, г. Могилев – 2459.

База данных содержит также информацию о 114 704 слушателях, проходивших обучение в ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ», начиная с 2005 г.: г. Минск – информация о 36728 слушателях; г. Барановичи – 1514; г. Брест – 30522; г. Витебск – 8109; г. Гомель – 15495; г. Гродно – 11483; г. Могилев – 10853.

В настоящее время данные из базы «Газ-документ» используются при составлении годового плана-графика по обучению рабочих и специалистов в институте.

«Учебный отдел 2»: по мере поступления материалов периодически проводятся обновления программы, подготовка и распространение обновлений для филиалов.

«Расписание занятий»:

– разработано расширение для базы данных, позволяющее хранить информацию, необходимую при составлении расписаний. Подготовлено руководство пользователя;

– разработан интерфейс, позволяющий оперировать необходимыми для составления расписания исходными данными, работать с сеткой расписания, используя возможности копирования/переноса, и выводить расписание на печать.

Сегодня, используя базу данных контингента обучаемых, мы можем предложить руководителям организаций провести обучение в институте тех работников, которым необходимо пройти повышение квалификации.

В институте действует сертифицированная на соответствие ISO 9001:2008 система менеджмента качества. В связи с этим путем анонимного анкетирования слушателей осуществляется мониторинг качества образовательного процесса. Мониторинг проводится по двум направлениям: «Качество образовательного процесса и предложения по его совершенствованию» и «Преподаватель глазами слушателей».

Результаты мониторинговых исследований в 41 группе повышения квалификации специалистов и в 30 группах обучения рабочих за 2011 г. показали, что 91,5 % слушателей довольны обучением в институте (90 % в 2010 г.). В группах повышения квалификации специалистов – 89 %, в группах обучения рабочих – 94 %. Качество образовательных услуг оценивается слушателями как «отличное». Работа преподавателей оценивается по 5-ти балльной шкале. Оценки в основном «отлично» и «хорошо».

По результатам анализа заполненных анкет УМО был подготовлен отчет. Предложения слушателей по совершенствованию учебного процесса учитываются при планировании работы института.

ОБУЧЕНИЕ РАБОЧИХ, ОБСЛУЖИВАЮЩИХ ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ

В. С. Кузьмич

*Частное учреждение образования «Центр подготовки,
повышения квалификации и переподготовки рабочих ОАО «Белтрансгаз»,
г. Кобрин, Республика Беларусь*

Согласно ст. 11 Закона Республики Беларусь «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности.

Работник опасного производственного объекта обязан проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности.

Следовательно, к работникам, обслуживающим опасные производственные объекты, предъявляются некоторые специфические требования. К основным требованиям относятся следующие:

- подготовка, переподготовка и повышение квалификации ведется в соответствии с программами обучения, согласованными с Госпромнадзором МЧС Республики Беларусь (на данный момент Госпромнадзор согласовывает только типовые программы и учебные планы);
- при проведении квалификационных экзаменов по профессиям для работ на опасных производственных объектах в состав квалификационных комиссий включаются представители Госпромнадзора;
- лицам, успешно сдавшим экзамены, кроме свидетельств о присвоении квалификации выдается удостоверение о допуске к работе на опасных производственных объектах (удостоверение установленного МЧС Республики Беларусь образца и подписываемое представителем Госпромнадзора);
- для некоторых профессий устанавливается периодичность прохождения повышения квалификации (на данный момент, в Правилах промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь определен срок в 3 года для рабочих, обслуживающих системы газоснабжения);
- работники, обслуживающие опасные производственные объекты, обязаны сдавать экзамен по охране труда и промышленной безопасности не реже одного раза в год.

Содержание

I. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В. В. Аладинский, Ю. Б. Григорьева Мониторинг объектов магистрального нефтепроводного транспорта.....	3
А. А. Андреев, С. И. Зарецкий О новых изделиях, выпускаемых производственным предприятием «Скорая экологическая помощь».....	3
А. А. Болботунов, А. Н. Пошелюк, К. А. Болботунов, Л. В. Романенко Оценка влияния экстремальных климатических факторов по дендрошкалам радиального прироста сосны на трассах трубопровода севера Беларуси	5
Г. Г. Васильев, А. Н. Лаврентьева Сравнение методов анализа риска аварий для подводных трубопроводов.....	8
В. Л. Венгринович, Д. В. Дмитриевич, В. В. Воробьев Приборы, методика и способы обработки результатов магнитошумовых измерений при неразрушающем контроле магистральных трубопроводов.....	9
П. М. Войтов Обеспечение надежности и безопасности функционирования объектов магистральных газопроводов Республики Беларусь	10
А. Н. Воронин, В. К. Липский Об использовании сценарного подхода в системе менеджмента рисков в магистральном трубопроводном транспорте.....	12
А. А. Герасименко Разработка модели развития трещин в стенке трубопроводов при переменных нагрузках.....	13
М. И. Гидзяк, И. П. Гидзяк Методы обеспечения надежности магистрального трубопровода в сложных условиях	15
А. И. Гражданкин, М. В. Лисанов, Д. В. Дегтярев, А. В. Савина, Е. А. Самусева, С. И. Сумской, А. Г. Габов, А. А. Чевокин Актуализация методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах	17
В. Я. Грудз, Н. М. Запыхляк, В. Б. Запыхляк Определение мест несанкционированных врезок в трубопровод.....	18
Н. Я. Дринь Оценивание величины потерь газа и площади загрязнения при повреждении магистрального газопровода	20

Е. В. Дроботова Психологические аспекты обеспечения безопасности и надежности Профессиональной деятельности специалистов магистрального трубопроводного транспорта	22
В. В. Жолобов, В. Ю. Морецкий К вопросу учета волновых процессов при ранжировании дефектных участков нефтепровода по срокам ремонта	24
В. Н. Журавлев, В. К. Липский, А. Г. Кульбей Разработка методики оценки эффективности энергосберегающих мероприятий.....	26
А. Н. Козик, Л. А. Сосновский Методика расчетно-экспериментальной оценки коррозионно-механической прочности трибофатических систем	27
В. И. Кравцов Инжиниринговое сопровождение эксплуатации основного технологического оборудования и систем магистральных газопроводов	28
Ю. Г. Кузьминский, С. В. Шилько Анализ энергоэффективности трубопроводного транспорта на основе гидродинамической модели	30
О. В. Манцевич Комплексный подход к увеличению надежности эксплуатации МНПП путем замены существующего трубопровода на примере эксплуатации МНПП «участок № 41».....	32
В. Л. Онацкий, А. Ю. Михалев Анализ существующих методов определения температуры кристаллизации парафинов в нефти	34
С. В. Остапчук Психологическое обеспечение повышения квалификации персонала в области надежности и безопасности.....	36
П. Ф. Парадня, В. А. Корзенюк, М. О. Белякова Использование теории графов для проектирования магистральных трубопроводов	37
А. В. Рабцевич Использование длительности активного этапа удара при контроле твердости как способ снижения требований к толщине стенки и массе изделий	39
М. С. Рагимова Исследование работоспособности фонтанной арматуры и ее элементов	41
Г. Г. Решко Обеспечение промышленной безопасности объектов магистральных трубопроводов и пути ее повышения	41

А. В. Савина, А. И. Гражданкин Проблема определения безопасных расстояний от магистральных трубопроводов до объектов с присутствием людей	44
П. С. Серенков, Д. В. Минько Перспективы использования методов робастного проектирования для решения задач обеспечения надежности и безопасности магистрального трубопроводного транспорта	45
Р. А. Харисов, И. Ф. Кантемиров, Ш. З. Исаев Механохимическая повреждаемость трубопроводов от циклического нагружения	47
Р. А. Харисов, И. Ф. Кантемиров Кинетическое уравнение механохимического разрушения	48
А. В. Чигарев, Т. В. Шукевич, М. В. Ручан Оценка временных параметров смыкания берегов трещины, расположенных в поверхностном слое трубы	50
Г. А. Шароглазова, В. Н. Коровкин, В. К. Липский Активность тектонических структур Беларуси и аварии на магистральных трубопроводах	52
О. Е. Шестопалова, А. Н. Воронин Имитационное вероятностное моделирование рисков функционирования объектов трубопроводного транспорта	54
Т. П. Шиян, В. Б. Запыхляк Нагрузка на трубопроводы от транспортных средств	56
II. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
Ю. В. Александров Оценка напряженного состояния стенок трубопроводов по величине коэрцитивной силы металла	58
И. Н. Бирилло, А. В. Комаров Способ отбраковки труб с внутренним расслоением стенки на стадии эксплуатации нефтегазопроводов	59
А. Богданович, В. М. Веселуха, А. Н. Козик, В. В. Воробьев Работоспособность труб нефтепроводов с дефектами типа трещина	61
С. М. Бодиловский, С. Г. Купреев, Л. А. Захаренко, С. Н. Кухаренко, Ю. В. Крышнев, А. С. Храмов, В. О. Старостенко Импульсный стабилизатор анодного тока	63
А. М. Бордовский, В. В. Воробьев, В. Д. Яковец Об очистке внутренней поверхности труб магистральных нефтепроводов	65

В. М. Веселуха, А. В. Богданович Циклическая трещиностойкость материала труб линейной части нефтепровода в исходном состоянии	67
В. И. Городниченко, М. В. Чубунов, А. Ю. Прокопенко, А. Ю. Аладинский Оценка показателя резервирования газотранспортных коридоров в зависимости от технического состояния газопроводов	68
В. В. Жолобов, Д. И. Варыбок Об одном аналитическом решении задачи воздействия системы автоматического регулирования на параметры транспортируемой жидкости	69
В. М. Ивасив, Л. Е. Артым, Р. А. Дейнега, Р. Н. Басараб Оценка остаточного ресурса участка трубопровода с локальными коррозионными дефектами	70
В. Р. Измайлович, В. В. Воробьев Дополнительные риски эксплуатации магистральных нефтепроводов на переходах через автомобильные и железные дороги	71
И. Р. Кашапов, Э. С. Бахтегареева Теплогидравлический расчет нефтепровода «Харьга – Южно-Хыльчуйское»	73
О. М. Керимов Анализ работы трубопроводов в осложненных условиях эксплуатации	75
А. Н. Козик Прочность подводных участков нефтепровода после длительной эксплуатации и восстановительного ремонта	75
А. А. Коршак, В. И. Клишко Выбор оптимальных режимов эксплуатации магистральных трубопроводов	77
А. И. Ксенич, М. Д. Сердюк Исследование гидравлического сопротивления полиэтиленовых газопроводов низкого давления	77
А. Г. Кульбей Оценка технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов	79
А. Г. Кульбей Обеспечение работоспособности законсервированного нефтепровода	81
О. Н. Миронова, Н. А. Гаррис Электрохимическая и биокоррозия на магистральных газопроводах большого диаметра	82

А. Ю. Михалев Влияние напряжений, возникающих в магистральных трубопроводах на процессы старения металла	84
Е. И. Тарновский, А. М. Ширяев Совершенствование технологии расчета на прочность магистрального трубопровода и оптимизация динамических режимов транспорта нефти	86
И. М. Тугунова, Н. А. Гаррис Уникальный опыт циклической перекачки нефти по «горячему» магистральному нефтепроводу «Озек-Суат-Грозный»	88
М. Е. Усольцев, А. А. Коршак Экспериментальное изучение возможности выноса жидкостных скоплений из магистральных газопроводов	90
А. В. Фуркин, М. В. Третьякова Оценка влияния силы протекающего по трубопроводу ток на потенциал «труба-земля»	92
Р. А. Харисов, И. Ф. Кантемиров Растрескивание трубопроводов, перекачивающих сероводородсодержащие среды	94
В. И. Хижняков, А. В. Жилин Необходимость контроля плотности тока катодной защиты – фактор надежной и безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов	96
А. В. Чигарев, М. В. Ручан, Т. В. Шукевич Моделирование упрочнения трубопроводов в процессе эксплуатации	98
В. Н. Юшманов Исследование эффективности катодной защиты газопроводов от коррозионного растрескивания под напряжением	100
А. Н. Янушонок, А. С. Снарский Метод повышения надежности кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов, отработавших длительное время, и особенности их неразрушающего контроля	102
Г. О. Яровой, В. В. Воробьев Прогнозирование остаточного ресурса линейной части длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов по деградации металла труб	104

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

А. И. Барановский Обеспечение надежной, безопасной и эффективной работы компрессорных станций, имеющих значительный износ оборудования	106
---	-----

В. А. Бикбов, Д. А. Годовский Перспективные пути развития сухих газовых уплотнений	107
А. М. Бордовский, В. Д. Яковец О размыве и перемешивании донных отложений в заглубленных железобетонных резервуарах	108
Э. Р. Валетдинова, Д. А. Годовский О возможности обеспечения надежности ГТУ компрессорных станций магистральных газопроводов	109
М. В. Голуб, В. М. Голуб Эксплуатация и техническая диагностика уплотнений валов насосов магистральных нефтепроводов	111
В. М. Голуб, С. Якушевич Технология упрочнения колец пар трения торцовых уплотнений нефтяных насосов	113
А. А. Коршак, Т. В. Козлова Определение области рационального применения различных типов центробежных нагнетателей	115
Ю. Г. Кухто Методы размыва и удаления донных отложений из нефтяных стальных резервуаров	116
Е. А. Любин Оценка области применения различных технических средств для сокращения потерь нефти от испарения из резервуаров типа РВС	118
А. В. Митинов, В. Е. Котов, В. И. Сороговец, Т. Ю. Мишина Эксплуатационная надежность резервуаров для хранения нефти	119
Z. Odosiy, B. Shuliar Ultrasonic Strengthening of Mud Pump's Working Surface	121
В. В. Остапович Влияние износа направляющих крестков поршневого насоса на его кинематические параметры	122
С. В. Самоленков, О. В. Кабанов Уравнения динамики насосной установки для перекачки нефти	124
Л. М. Спириденко Комплексная безопасность стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов	125
В. А. Фруцкий, А. Г. Кульбей Повышение долговечности газокompрессоров использованием в трущихся парах покрытия из диффузионно-легированной чугунной стружки	127

И. О. Шуляр
Получение заготовок с градиентными свойствами
центробежным армированием 129

В. Д. Ющенко, Т. В. Козицин, С. В. Шелоботин
Использование и эксплуатация установок химводоподготовки
в котельных НПС ОАО МН «Дружба» 131

IV. ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р. Ю. Банахевич, О. М. Карпаш, И. В. Рибницкий, А. В. Яворский
Система мониторинга уровня жидкости в полости газопроводов 133

М. А. Бордовский
Внедрение системы вибромониторинга как средство повышения надежности
работы магистральных насосных агрегатов 135

**Н. И. Вяхирев, Л. А. Захаренко, В. О. Старостенко, А. С. Храмов,
А. Н. Козик, С. М. Бодиловский, С. Г. Купреев**
Выбор оптимальной частоты измерительного сигнала для поиска мест повреждения
изоляции трубопровода 136

Я. Б. Даниляк, Н. Л. Тацакович, О. М. Карпаш, Р. М. Басараб
Досвід проведення технічного діагностування технологічного обладнання і
трубопроводів нафтоперекачувальних станцій 138

Я. Б. Даныляк, Н. Л. Тацакович, О. М. Карпаш
К вопросам диагностики оборудования насосных станций магистральных
трубопроводов 141

Е. Р. Доценко, В. Д. Мындюк, М. О. Карпаш
Оценка изменений механических свойств металла магистральных трубопроводов
с использованием методов неразрушающего контроля 143

Е. И. Крапивский
Особенности внутритрубной диагностики подводных и подземных стальных
распределительных газопроводов 145

Е. И. Крапивский
Дистанционная диагностика подводных переходов
распределительных трубопроводов 147

С. В. Лесникович
Опыт практического анализа совмещения данных внутритрубной диагностики
и обследования состояния изоляционного покрытия 149

А. А. Прохоренко
Оценка достоверности отчетов и некоторые особенности выявления
отдельных видов дефектов внутритрубными дефектоскопами 151

Г. Х. Самигуллин Относительный метод ультразвукового структурного анализа металлов.....	152
А. С. Снарский Прогрессивные методы неразрушающего контроля в системе обеспечения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов	153
В. С. Цих, А. В. Яворский Проблемы бесконтактного определения мест отслоений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов с поверхности земли	155
А. В. Яворский, С. П. Ващишак, П. Н. Райтер, И. В. Рыбицкий Диагностическое обеспечение безаварийной работы магистральных трубопроводов при наличии геодинамической активности	157

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

М. Г. Акберов О прочности трубопровода, укладываемого на большие глубины с помощью стрингера.....	159
М. Г. Акберов, Р. М. Абышова Исследование влияния подводных течений на процесс прокладки глубоководных продуктопроводов.....	160
Р. А. Гасанов, А. С. Гулгазли, М. Г. Акперов, Ф. К. Байрамова Влияние температуры транспортного продукта на устойчивость подводного продуктопровода	162
Р. А. Гасанов, М. И. Мустафаев, М. Г. Акперов, Р. М. Абышова, Ф. К. Байрамова Определение предельно допустимого значения секции трубопровода, погружаемого на большие глубины	164
М. И. Гидзяк, И. П. Гидзяк К вопросу выбора расчетных схем при воздействии оползня на магистральный трубопровод.....	166
Р. Р. Гиззатуллин, М. А. Аль-Шумайри, А. М. Русь Перспективы использования комбинированных покрытий на основе полимерно-битумных материалов при ремонте изоляционных покрытий трубопроводов.....	167
В. М. Ковех, И. Н. Курганова, И. Ю. Морин, Г. А. Алексашин Особенности расчета укладки морских магистральных газопроводов	169
В. М. Ковех, Е. Н. Овсянников, М. Ю. Панов Влияние полноты исходных данных на методы оценки работоспособности кольцевых сварных соединений	170

Б. В. Копей, Т. П. Венгрынюк Исследование прочностных свойств сварных соединений труб, обработанных гратоснимателем	171
М. Ю. Котов, А. С. Макаров Пути уменьшения усилия протаскивания при строительстве переходов трубопроводов способом наклонно-направленного бурения	172
М. Ю. Котов, А. С. Макаров Совершенствование существующих расчетных методик определения усилия протаскивания при наклонно-направленном бурении	174
Б. С. Ланге, С. И. Сенцов Повышение надежности магистральных трубопроводов на основе комплексной оценки качества строительства	176
Д. И. Сипач Использование горизонтального наклонного бурения при подземном пересечении объектов ОАО «Белтрансгаз»	177
В.И. Слободян, В.М. Ивасив, В.И. Артым, Р.А. Дейнега Обеспечение надежности газопровода после замены поврежденных участков	178
Л. М. Спириденко, С. В. Покровская, М. С. Валеитенок, А. И. Бондарчук Модернизация резервуара хранения нефти ОАО «Нафтан» с целью уменьшения выбросов в окружающую среду	179
О. С. Тараевский Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений	181
Д. А. Хилько, В. И. Блошко ОАО «Гродногазстройизоляция» – белорусский производитель трубоизолированной продукции для нефтегазового комплекса Республики Беларусь	183
Д. А. Хилько, В. И. Блошко ОАО «Гродногазстройизоляция» – производитель инновационной предварительно термоизолированной продукции для тепловых сетей	185
В. И. Хоменко, Ф. Е. Дорошенко, С. И. Кучук-Яценко, Б. И. Казымов Технология контактной сварки стыков магистральных трубопроводов	187
В. М. Шарыгин Расчетное обоснование и метод балластирования всплывших участков газопроводов	189
VI. ПРОБЛЕМЫ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
А. М. Бордовский, В. В. Воробьев, В. Д. Яковец, Ю. В. Крышнев, С. Н. Кухаренко, А. В. Сахарук, М. В. Столбов Преимущества использования управляемого герметизатора для магистральных нефтепроводов	192

В. А. Дешук Освобождение однониточного нефтепровода от нефти для замены дефектного участка трубопровода	194
А. В. Драгилев, А. А. Кычма, Р. Ю. Банахевич Технология ремонта опорных узлов надземных участков магистральных трубопроводов	197
В.Э. Завистовский Физические основы расчета на надежность восстановленных элементов трубопровода	198
А.Н. Козик, В. В. Воробьев, Д. П. Комаровский, А. Г. Кульбей, А. Н. Янушонок Оценка эффективности выполненных ремонтных работ	200
А. Н. Козик, В. В. Воробьев Сравнительные исследования ремонтных конструкций	202
В. В. Кустов Виброэлектроискровой способ подготовки поверхности деталей перед газотермическим напылением покрытий	204
А. А. Лысов, А. С. Аршиков Моделирование процесса финишной обработки уплотнительных поверхностей запорной арматуры	205
А. А. Машезов Обеспечение противоданной безопасности при строительстве и эксплуатации ПХГ	207
А. Ю. Прокопенко Прогноз объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов газотранспортного предприятия	209
А. Ю. Прокопенко, С. В. Нефедов, Д. Г. Кузин Оптимальное управление затратами на капитальный ремонт и реконструкцию ЛЧ МГ при выводе газопровода на требуемую производительность	210
Л. М. Спириденко, А. И. Бондарчук Выбор методов ремонта вертикальных стальных резервуаров с учетом наличия дефектов	210
А. М. Шарыгин, Е. А. Дасис, Ю. Б. Какулия Выбор рациональных конструкций стальных сварных муфт для ремонта дефектных участков МГ	212

VII. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Г. Г. Васильев, В. Г. Пирожков, С. А. Дамочкина Расчет интенсивности теплового излучения	215
И. Ю. Дудоладов Выявление закономерностей, оказывающих влияние на трудоемкость процесса локализации и ликвидации аварийного разлива нефти	216

В. К. Емельянов, О. Д. Навроцкий, О. В. Черневич Комплекс оборудования для подслоного пожаротушения нефти и нефтепродуктов в резервуарах способом оперативной врезки в технологические коммуникации.....	217
А. Н. Козик, В. М. Москвич, С. П. Чуйков Информационное обеспечение планов ликвидации возможных аварийных ситуаций.....	219
А.Н. Козик, В.М. Москвич Практическое пособие для персонала аварийно-восстановительных подразделений.....	220
Д. П. Комаровский, О. Л. Воднева Загрязнение нефтью почв.....	221
Д. С. Котов, В. А. Саечников, С. Г. Котов Расчет и визуализация зон заражения в изменяющихся метеорологических условиях.....	224
М. А. Ксенофонов, В. С. Васильева, Л. Е. Островская, Л. Н. Василевская, Т. Г. Павлюкевич Пенополиуретановый сорбент – эффективный материал для ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах.....	226
В. К. Липский Система защиты водных объектов при авариях на нефтепроводах.....	228
В. К. Липский, В. Н. Журавлев, Д. П. Комаровский, Л. М. Спириденко Обеспечение экологической безопасности магистральных нефтепроводов на стадии их эксплуатации.....	230
В. К. Липский, А. Г. Кульбей Предупреждение аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов.....	232
М. В. Лисанов, Е. А. Самусева Особенности выбросов многофазной продукции из подводных трубопроводов.....	233
О. Н. Минаева, В. Е. Савенок Использование ГИС-технологий для минимизации последствий нефтяного загрязнения природных экосистем.....	234
А. М. Ревазов Разработка методики интегральной оценки устойчивости участка магистрального газопровода к возникновению чрезвычайных и аварийных ситуаций в процессе эксплуатации.....	236
В. Н. Соловьев, И. Г. Плещанков, Н. М. Позылова, М. Л. Хейфец Экологические аспекты сжигания загрязненного в результате аварий древесного топлива.....	237
С. В. Сосновский, А. Н. Козик, М. И. Семенцов, В. М. Москвич, С. П. Чуйков Рубежи задержания нефтяного пятна в системе аварийного реагирования ОАО «Гомельтранснефть Дружба».....	239

С. В. Сосновский, А. Н. Козик Требования к рубежам задержания нефтяного пятна.....	240
М. В. Уткин Мониторинг состояния систем магистрального трубопроводного транспорта.....	241
С. Ф. Якубовский, П. В. Коваленко, Ю. А. Булавка Нефтяные сорбенты на основе растительной биомассы.....	242

VIII. ПРОГРАММИРОВАНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

И. О. Золотов, А. С. Лосенков, С. А. Стрельникова, А. А. Царев Опыт разработки системы поддержки диспетчера на основе on-line гидродинамической математической модели	245
А. С. Зюзьков, В. В. Шман «RISK EXPERT» – программа расчета рисков эксплуатации трубопроводов	247
В. Б. Копей, Ю. Д. Петрина, Т. П. Венгрынюк Конечно-элементное моделирование ремонта труб с дефектами стеклопластиковыми бандажами в SolidWorks®	248
В. Б. Копей, Т. П. Венгрынюк Моделирование дефектов труб в SolidWorks®	250
Ю. Г. Мельниченко Оценка влияния формы сечения утечки газа из газопровода на значения расхода утечки	252
В. И. Прокошин, В. А. Ярмолович Компьютерная модель функционирования магнитного вис типа «MFL»	254
Д. Н. Свирский Компьютерное моделирование в решении задач автоматизации трубопроводного транспорта	255
Е. И. Тарновский, М. И. Валиев Об одном подходе к расчету локальной потери устойчивости пространственно изогнутого трубопровода при неконсервативном неоднородном нагружении	257

IX. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

В. А. Богоненко Правовые основы идентификации магистральных трубопроводов в качестве источника повышенной опасности.....	260
---	-----

А. Н. Воронин, В. К. Липский О системе технических нормативных правовых актов в области магистрального трубопроводного транспорта	262
А. Н. Воронин, В. К. Липский О состоянии технического нормирования и стандартизации в магистральном трубопроводном транспорте	263
П. В. Коваленко Разработка ТКП по нормам технологического проектирования нефтебаз	265
А. Г. Кульбей Техническое регулирование применения изоляционных покрытий труб для магистральных нефтепроводов	266
В. К. Липский, Л. М. Спириденко, Д. П. Комаровский, А. Г. Кульбей, А. Н. Воронин, А. Н. Янушонок Опыт работы по переработке технических нормативных правовых актов по магистральным трубопроводам	268
В. И. Свентицкий Обеспечение безопасности магистральных газопроводов как одного из элементов критической энергетической инфраструктуры государства	271
Л. М. Спириденко, И. А. Свирко Совершенствование нормативной базы по проектированию, изготовлению и монтажу стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов	274
Х. ПОДГОТОВКА И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА В ОБЛАСТИ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	
Г. Г. Парфенова, С. А. Солодышев, В. И. Огренич АСУ «Газ-институт» – опыт разработки автоматизированной системы управления для института повышения квалификации и переподготовки	276
В. С. Кузьмич Обучение рабочих, обслуживающих опасные производственные объекты	278

Научное издание

**НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ
МАГИСТРАЛЬНОГО
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Материалы
VII международной научно-технической конференции
(Новополоцк, 22 – 25 ноября 2011 г.)

Текст печатается в авторской редакции

Ответственный за выпуск *Д. П. Комаровский*

Дизайн обложки *В. А. Виноградовой*

Подписано в печать 10.11.2011. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 16,94. Уч.-изд. л. 15,8. Тираж 200 экз. Заказ № 1846.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования «Полоцкий государственный университет».

ЛИ № 02330/0548568 от 26.06.2009 ЛП № 02330/0494256 от 27.05.2009

Ул. Блохина, 29, 211440, г. Новополоцк.