

DOI: 10.15593/2409-5125/2016.02.12

УДК 622.692.4:504.6

А.М. Щелудяков

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

АСПЕКТЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЕРИФИКАЦИИ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ ИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Рассматриваются риски возникновения на действующих трубопроводах порывов, вызванных низким техническим уровнем и качеством оборудования, высоким уровнем износа основных производственных фондов, нерациональным размещением производительных сил и др. Приведен пример расчета ущерба окружающей природной среде при аварии на магистральном нефтепроводе. Реальный экологический ущерб от прорывов сопоставлен с материальными вложениями в трубопроводы из неметаллических материалов.

Приведены результаты экспериментальных исследований, которые демонстрируют работоспособность труб на основе интегрального показателя. Выявлена связь между типом дефектов и интегральным показателем, который качественно характеризует техническое состояние трубы. Разработана методика технической диагностики труб из неметаллических материалов. Полученные путем проведения экспериментов критерии оценки, методы и объективные данные, учтенные в разработанной методике, позволяют говорить о структурном подходе к оценке остаточной работоспособности труб из альтернативных материалов. Как следствие, можно сделать вывод, что при своевременной диагностике у эксплуатирующих организаций есть возможность предсказать риски появления прорывов на трубопроводах из альтернативных материалов.

Ключевые слова: разлив нефти, утечка газа, порыв трубопровода, авария на трубопроводных магистралях, отказ трубопроводов при транспортировке нефти, отказ трубопровода при транспортировке газа, способы оценки экологического ущерба, способы локализации порывов, анализ отказов трубопроводов, расчет экологических показателей при утечке газожидкостных и нефтесодержащих сред.

Введение. Трубопроводный транспорт нашел широкое применение при транспортировке жидкости и газа на значительные расстояния в различных условиях нашей страны. В настоящий момент большинство трубопроводов выполнено из металлических

материалов. Главной альтернативой металлическим трубопроводам являются трубопроводы из композиционных материалов (полимерно-армированные, стеклопластиковые, футерованные полиэтиленом и др.).

Развитие трубопроводного транспорта в последние годы связано с широким применением неметаллических трубопроводов, поскольку их преимущества в сравнении с металлическими трубопроводами очевидны: затраты на их обслуживание в процессе эксплуатации минимальны (не требуется коррозионной защиты, специальной химической обработки и др.). В 1980-х гг. протяженность неметаллических трубопроводов была более 35 млн км. С развитием трубопроводного транспорта необходимо решать задачи определения остаточной работоспособности, чтобы минимизировать риски аварийных ситуаций на трубопроводах. Существующая техническая диагностика связана с оценкой работоспособности металлических трубопроводов. Идентичный способ оценки состояния неметаллических трубопроводов не реализован, поскольку их физико-механические свойства значительно отличаются. Использование существующих методик (применительно к металлическим трубопроводам) невозможно.

Представленная методика позволяет оценить техническое состояние без разборки трубопровода и вывода его из эксплуатации.

Для решения задачи оценки остаточной работоспособности трубопровода было выполнено математическое моделирование. В качестве объекта исследования выбран трубопровод из альтернативных материалов. Результаты исследования можно использовать при оценке риска экологического ущерба.

Цель данной работы – обеспечение экологической безопасности эксплуатации трубопроводов из неметаллических материалов за счет формирования структурного подхода к оценке технического состояния неметаллических трубопроводов с учетом реальных условий их эксплуатации.

Основные причины возникновения крупных аварий и катастроф в нефтяном комплексе России следующие:

- 1) низкий технический уровень и качество установленного оборудования, низкое качество строительно-монтажных, ремонтных работ и эксплуатации оборудования;

2) недопустимо высокий уровень износа основных производственных фондов (в том числе на производстве с повышенным риском);

3) нерациональное размещение производительных сил, приводящее к концентрации производств повышенного риска на небольших площадях [1].

По словам доктора технических наук В.А. Владимирова (ЦСИ ГЗ МЧС России), основными причинами аварий на промышленных нефтепроводах являются: коррозия, наезд техники, увеличение давления, пульсация, динамические нагрузки, разморозение, разгерметизация, механические повреждения трубопроводов, вибрация гребенки, неправильно организованная работа, нарушение технологии, усталость металла, заводской брак, подвижка грунта [2]. Он считает также, что подавляющее большинство аварий (до 83 %) происходит в результате коррозии труб, при этом в основном коррозия имеет электрохимический характер, хотя отмечаются место и сквозные локальные коррозионные повреждения – свищи, как правило вызванные действием блуждающих токов [2]. Более 5 % случаев аварийного разрушения нефтепроводов происходит в результате внутренней коррозии труб, вызванной наличием в нефти следов воды.

По мнению доктора геолого-минералогических наук А.П. Хаустова и кандидата экономических наук М.М. Рединой, назрела острая необходимость принципиально иного подхода к категоризации аварий с учетом нанесенного ими экологического (эколого-экономического) ущерба [3]. Они пришли к выводу, что в современных условиях развития ГИС-технологий возможно построение системы типизации сочетаний «технические средства (хранения и транспорта нефти) – авария – окружающая среда – ущербы» и уже на этой основе целесообразно производить категоризацию [3]. Реакция системы компонентов окружающей среды на аварию неоднозначна, поскольку локальные или местные аварии, если они не обнаружены своевременно, могут нанести гораздо больший вред, чем территориальные или даже региональные. Подтверждением этому являются поздно выявляемые просачивания нефти в грунты с последующим разносом загрязнителя на расстояние десятков километров, например в Западной и Восточной Сибири или в труднодоступной местности [3].

Выводы В.А. Владимирова подтверждают результаты исследования ООО «НИИгазэкономика»:

- значительная доля разгерметизаций на линейной части магистрального газопровода связана с дефектами труб и коррозионной материалов;
- большие и средние утечки (более 5 %) целесообразно идентифицировать по скорости изменения давления;
- наиболее сложно идентифицировать малые утечки (менее 5 %), параметры таких утечек можно определить только на основе материального баланса;
- в связи с наибольшей вероятностью появления малых утечек по причинам коррозии и дефектов материалов необходимо разработать универсальный алгоритмический метод диагностики таких утечек на основе материального баланса газа, по данным расходомеров на входе и выходе рассматриваемой части трубопровода с учетом профиля давления и температуры по протяженности трубопровода [4].

Из вышесказанного можно сделать вывод, что металлический трубопровод становится невыгодным как с экономической, так и с экологической точки зрения, потому что требует больше вложений во время эксплуатации, чем трубопровод из альтернативного материала. Это подтверждается и приведенным ниже примером расчета ущерба при аварии.

Пример расчета ущерба окружающей природной среде при аварии на магистральном нефтепроводе [5]. На нефтепроводе диаметром 529 мм (рис. 1) на 52-м километре от насосной станции в начале апреля произошел порыв по нижней образующей трубы в 22,5 град от вертикальной оси длиной 0,144 м с максимальным раскрытием кромок 0,01 м.

Вылившаяся нефть растеклась по местности с суглинистой почвой и впиталась в грунт, попала в реку, распространилась по поверхности талых вод, большая часть нефти была собрана в земляные амбары.

Замерами установлено, что разлившаяся нефть загрязнила 30 000 м² пашни при глубине пропитки $h_{\text{ср}} = 0,05$ м, 80 000 м² поверхности талых вод; масса собранной нефтесборщиками с поверхности реки и вывезенной с места аварии нефти составила 74,5 т,

масса собранной с поверхности земли в амбары нефти – 800 т, масса нефти, собранной с поверхности талых вод, – 20 т.

Исходные данные:

Время повреждения нефтепровода $T_a = 8 \text{ ч } 15 \text{ мин}$

Время останова насосов $T_o = 8 \text{ ч } 30 \text{ мин}$

Время закрытия задвижек $T_z = 9 \text{ ч } 00 \text{ мин}$

Элементарный интервал времени, внутри которого режим истечения принимается неизменным $T_i = 0,1 \text{ ч}$

Расход нефти в неповрежденном нефтепроводе при работающих насосных станциях $Q_o = 0,78 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход нефти при работающих насосах в поврежденном нефтепроводе $Q' = 0,97 \text{ м}^3/\text{с}$

Протяженность аварийного участка нефтепровода между двумя насосными станциями $l = 100 \text{ км}$

Расстояние от насосной станции до места повреждения $x^* = 52 \text{ км}$

Расстояние от НПС до задвижки $l_{\text{зав1}} = 48 \text{ км}$

Расстояние от НПС до задвижки $l_{\text{зав2}} = 58 \text{ км}$

Геодезическая отметка начала аварийного участка $Z_1 = 161,38 \text{ м}$

Геодезическая отметка конца аварийного участка $Z_2 = 123,17 \text{ м}$

Давление в начале участка $p_1 = 40,4 \cdot 10^5 \text{ Па}$

Давление в конце участка $p_2 = 4,05 \cdot 10^5 \text{ Па}$

Ускорение силы тяжести $g = 9,81 \text{ м/с}^2$

Плотность нефти $\rho_o = 0,86 \text{ т/м}^3$

Показатель режима движения нефти по нефтепроводу $m_o = 1,75$

Внутренний диаметр нефтепровода $d_{\text{вн}} = 0,5 \text{ м}$

Площадь отверстия повреждения $w = 0,00072 \text{ м}^2$

Кинематическая вязкость нефти $\nu = 0,076 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$

Напор, создаваемый атмосферным давлением $h_a = 10 \text{ м. вод. ст.}$

Глубина заложения нефтепровода $h_r = 2 \text{ м}$

Геодезическая отметка места повреждения $Z_m = 123,64 \text{ м}$

Рабочее давление $p_o = 55,7 \cdot 10^5 \text{ Па}$

Гидравлический уклон $i_o = 0,006$

Глубина пропитки грунта нефтью $h_{\text{сп}} = 0,05$

Площадь нефтенасыщенного грунта $F_{\text{гр}} = 30\,000 \text{ м}^2$

Температура верхнего слоя земли $t_{\text{п}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура воды $t_{\text{в}} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура воздуха $t_{\text{воз}} = 7 \text{ }^\circ\text{C}$

Концентрация насыщения растворенной и эмульгированной нефти в поверхностном слое воды $C_n = 122 \text{ г/м}^3$

Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м до аварии $C_\phi = 0,05 \text{ г/м}^3$

Концентрация растворенной и эмульгированной нефти в воде на глубине 0,3 м после аварии $C_p = 8 \text{ г/м}^3$

Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 площади реки после аварии $m_p = 70 \text{ г/м}^2$

Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 площади реки до аварии $m_\phi = 0,2 \text{ г/м}^2$

Удельная масса пленочной нефти на 1 м^2 после ликвидации аварии $m_{\text{пл.ост}} = 0,4 \text{ г/м}^2$

Площадь поверхности реки, покрытая разлитой нефтью $F_n = 80\,000 \text{ м}^2$

Площадь загрязненных талых вод $F_{\text{т.в}} = 62\,000 \text{ м}^2$

Площадь земельного амбара $F_a = 2000 \text{ м}^2$

Толщина слоя нефти на поверхности земли $D_n = 0,01 \text{ м}$

Толщина слоя нефти на водной поверхности $D_b = 0,003 \text{ м}$

Продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли $T_{\text{н.п}} = 48 \text{ ч}$

Продолжительность испарения свободной нефти с водной поверхности $T_{\text{н.в}} = 48 \text{ ч}$

Удельная величина выбросов углеводородов с 1 м^2 поверхности нефти, разлившейся на земле $q_{\text{н.п}} = 556 \text{ г/м}^2$

Удельная величина выбросов углеводородов с 1 м^2 поверхности амбара $q_{\text{н.а}} = 4620 \text{ г/м}^2$

Удельная величина выбросов углеводородов с 1 м^2 поверхности нефти, разлившейся на воде $q_{\text{н.в}} = 256 \text{ г/м}^2$

Удельная величина выбросов углеводородов с 1 м^2 поверхности талых вод $q_{\text{н.т.в}} = 141 \text{ г/м}^2$

Нефтеемкость земли $K_n = 0,4$

Коэффициент инфляции $K_{\text{и}} = 4,9$

Коэффициент пересчета в зависимости от степени загрязнения земель нефтью $K_b = 2$

Коэффициент пересчета в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель $K_{\text{и}} = 2,5$

Базовый норматив платы за выброс 1 т углеводородов в пределах установленного лимита $H_{б.а} = 50$ руб./т

Базовый норматив платы за сброс 1 т нефти в пределах установленного лимита $H_{б.в} = 221\,750$ руб./т

Норматив стоимости сельскохозяйственных земель $H_c = 2\,101\,000$ руб./т

Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния реки $K_{э.в} = 1,1$

Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости атмосферы в данном регионе $K_{э.а} = 2$

Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости грунта в данном регионе $K_{э(г)} = 5$

Коэффициент пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель $K_r = 1,3$

Удельные затраты за размещение токсичных отходов IV класса $Y_{IV} = 80$ руб./т

Класс токсичности нефти $K_{т.н} = 4$

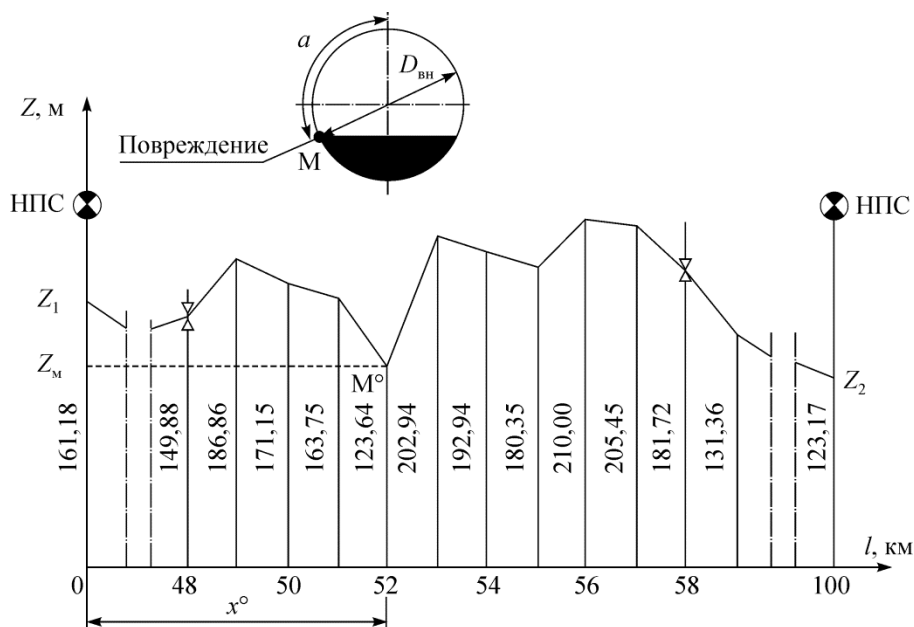


Рис. 1. Профиль нефтепровода к расчету примера:
 M^* – место повреждения трубопровода

Для расчета ущерба окружающей природной среде при аварии на магистральном нефтепроводе использована программа [5]. Результаты, полученные при расчетах в программе, следующие:

- объем нефти, вытекшей с момента аварии до остановки перекачки, $V_1 = 831,675 \text{ м}^3$;
- объем нефти, вытекшей с момента остановки перекачки до закрытия задвижек, $V_2 = 29,887 \text{ м}^3$;
- объем нефти, вытекшей с момента закрытия задвижек до прекращения утечки, $V_3 = 851,149 \text{ м}^3$;
- общий объем нефти, вытекший при аварии, $V = 1712,711 \text{ м}^3$;
- объем нефтенасыщенного грунта $V_{\text{гр}} = 1500,000 \text{ м}^3$;
- ущерб от загрязнения нефтью земель $Y_3 = 77\,842\,050,000 \text{ руб.}$;
- ущерб от загрязнения реки $Y_{\text{з.р}} = 3\,824\,744,000 \text{ руб.}$;
- ущерб от загрязнения атмосферы $Y_{\text{з.а}} = 147\,588,000 \text{ руб.}$;
- общий ущерб окружающей природной среде $\Pi = 81\,814\,382,000 \text{ руб.}$

Таким образом, ущерб окружающей среде несоизмеримо больше, чем материальные вложения, которые требуют трубопроводы из неметаллических материалов при правильной эксплуатации и своевременной проверке на износ. Для предотвращения ущерба были проведены исследования. Данные исследования посвящены оценке работоспособности трубопроводов выполненных из альтернативных материалов (ПАТ и ТСК). Основные экспериментальные данные лабораторных и полевых исследований приведены ниже.

Экспериментальные данные. Проведенные лабораторные исследования позволили определить амплитудно-частотные характеристики, при которых варьировались основные параметры: расстояние между датчиками, количество датчиков, способ заделки трубы и др. (рис. 2). Исходя из проведенных измерений построена обобщенная матрица параметров.

По результатам проведенных исследований рассматривались временные и спектральные сигналы, полученные при измерениях. На рис. 3 представлено их сравнение, суть которого заключается в сопоставлении частотных характеристик в зависимости от коэффициента демпфирования.

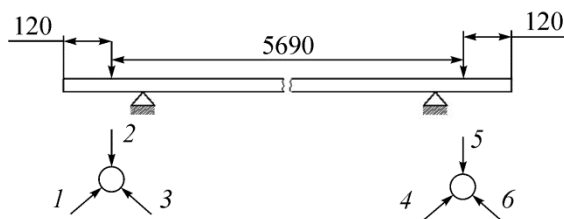


Рис. 2. Особенности варьирования геометрических параметров: расстановки групп, типа и количества датчиков (1–6 – номера датчиков)

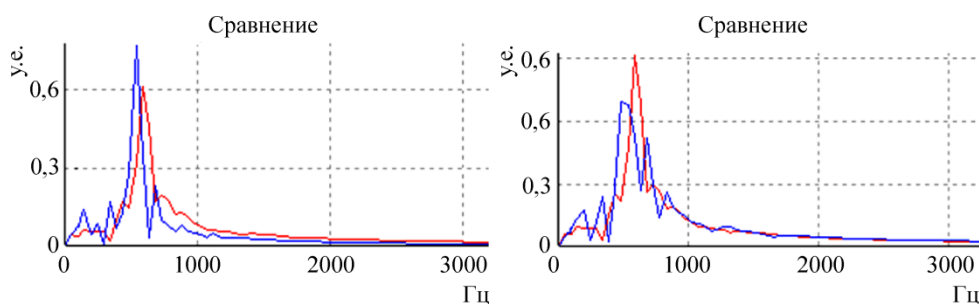


Рис. 3. Сравнение полученных спектральных сигналов

На основе анализа амплитудно-частотных характеристик установлено, что коэффициент сдвига частоты не зависит от длины исследуемого участка, а зависит от наличия дефекта (изменения плотности), коэффициент демпфирования существенно зависит от длины исследуемого участка трубопровода, следовательно, является основным показателем для определения работоспособности трубопровода в реальных условиях эксплуатации. Таким образом, интегральный коэффициент оценки сплошности характеристик трубы связан с частотным изменением сигнала (рис. 4, 5).

На основе проведенных лабораторных исследований различных типоразмеров неметаллических труб, имеющих повреждения (и не имеющих таковых), получены следующие значения интегральных коэффициентов:

несплошность материала	0,9–0,95;
отслоения материала стенки.....	0,8–0,9;
микротрещины	0,7–0,8;
порыв в зависимости от размеров	0,3–0,5.

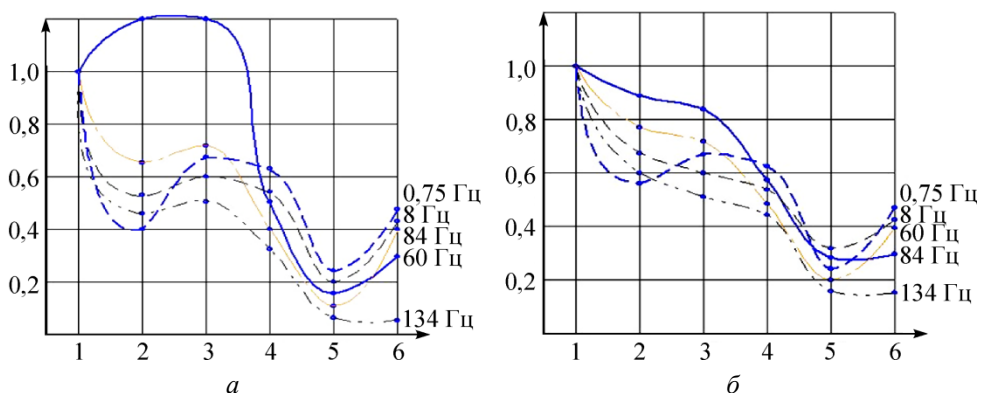


Рис. 4. Изменение коэффициента демпфирования при расположении датчиков:
 a – на максимальном расстоянии; b – на минимальном расстоянии
 и при ударе вблизи 1-го датчика

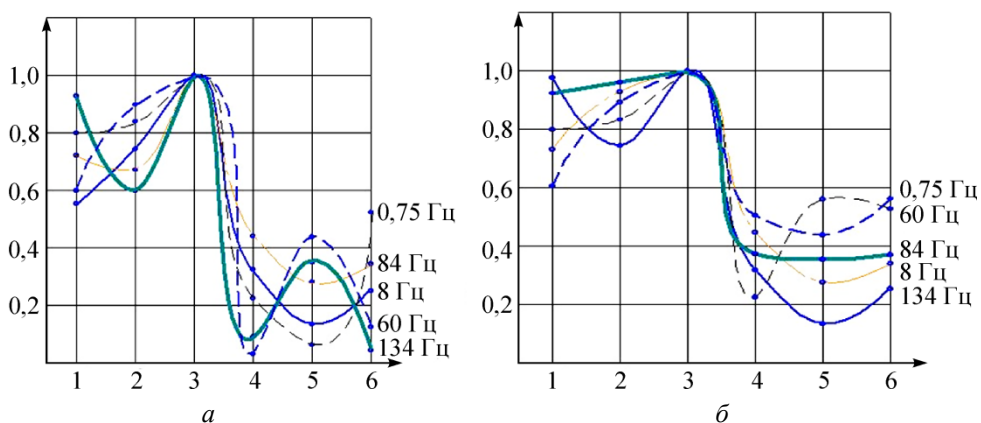


Рис. 5. Изменение коэффициента демпфирования при расположении датчиков:
 a – на максимальном расстоянии; b – при расположении на минимальном расстоянии
 и ударе вблизи 3-го датчика

Полученные значения интегральных коэффициентов были внесены в специальную программу, которая позволяет автоматически рассчитывать и оценивать работоспособность трубопроводов.

Безразмерный интегральный коэффициент включает в себя:

- коэффициент изменения мощности волнового фронта k_1 на единицу длины волны (по длине и радиусу трубопровода);

- коэффициент изменения частоты в трубопроводе $k_2 = \frac{f}{f_{\text{сое}}}$

на единицу длины волны (по длине и радиусу трубопровода);

- коэффициент изменения затухания волны по частоте k_3 на единицу длины волны (по длине и радиусу трубопровода);
- коэффициент фазового сдвига k_4 на единицу длины волны (по длине и радиусу трубопровода).

Мощность волны будет определяться с учетом коэффициентов

$$I = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \frac{9P}{2}.$$

Частотные коэффициенты смещения:

$$k_f = \left(1 - \frac{f_{\text{вын}} - f_{\text{соб}}}{f_{\text{соб}}} \right),$$

$$k_\varphi = \left(1 - \frac{\varphi_c - \pi/2}{\pi/2} \right).$$

Временной сигнал распространения волны по элементам трубы

$$y = \sin \omega t + \varphi.$$

здесь φ учитывает растягивание и сжатие волны; при изменении ρ изменяется φ с учетом скорости звука в материале.

Помимо лабораторных проведены полевые исследования технического состояния неметаллических трубопроводов (ТСК-130 и ПАТ-95). В исследованиях также применен волновой метод неразрушающего контроля.

Анализу подлежали временные сигналы, характеризующие амплитуды возбужденной волны, измеренной на оболочке трубопровода в открытом шурфе. Для выявления дефекта трубопровода важны условия прохождения волны в зоне дефекта (потери, рассеивание, интерференция, дифракция), т.е. изменения спектров амплитудно-частотных характеристик трубопровода на исследуемом участке.

Исследование изменений параметров труб в зависимости от типоразмеров позволило установить, как изменение характеристик с течением времени влияет на остаточную работоспособность.

Согласно схеме шурфования проведено сравнение расчетных значений и ранее вычисленных (таблица).

Сравнение исследуемых показателей с расчетными

Номер измерения	Амплитудно-частотная характеристика	Интегральный коэффициент	Нормативное значение	Разница между АЧХ и нормативным значением
1	0,8	0,4	0,6	0,2
2	0,9	0,4	0,6	0,3
3	0,74	0,3	0,6	0,14
4	0,81	0,4	0,6	0,21
5	0,78	0,3	0,6	0,18
Среднее	0,806	0,36	0,6	0,206

Величина затухания сигнала соответствует норме и близка к величине затухания в исправной трубе. Изменение амплитудно-частотных характеристик не достигло предельного уровня. Среднее значение показателя за срок эксплуатации составило 0,806; минимально допустимое – 0,6, следовательно, разница составляет 0,206. Это позволяет утверждать, что участок трубопровода находится в удовлетворительном состоянии.

Полученные расчеты были использованы для создания методики технической диагностики труб из неметаллических материалов с помощью волнового метода. В методике предложены способы определения остаточного ресурса труб и рассмотрен порядок выполнения работ. Различные критерии оценки, разные используемые методы и объективные данные, полученные путем проведения тщательно спланированных экспериментов (лабораторные и полевые исследования), учтенные в разработанной методике, позволяют говорить о структурном подходе к оценке остаточной работоспособности труб, выполненных из неметаллических материалов.

Выводы. На основе проведенной предварительной оценки экологического ущерба и сопоставленных минимальных вложений в техническую диагностику трубопроводов из альтернативных материалов можно сделать вывод, что разработка методики оценки

остаточной работоспособности труб, выполненных из полимерных материалов, в процессе их эксплуатации позволит решить важную научно-практическую задачу и предложить способы повышения экологической безопасности эксплуатации трубопроводов из неметаллических материалов.

Библиографический список

1. Телегина Е.А., Алекперов В.Ю., Арбатов А.А. Безопасность России. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). – М.: Знание, 2000. – 432 с.
2. Владимиров В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – 2014. – Т. 4, № 1. – С. 217–229.
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Проблемы планирования и предупреждения аварийных ситуаций на нефтегазопроводах // Право и безопасность. – 2010. – № 2 (35). – С. 90.
4. Разработка требований для метода обнаружения утечек в магистральных газопроводах / К.А. Казак, С.А. Коршунов, И.О. Стурейко, А.М. Чионов // Технологии транспорта нефти и газа. – 2011. – № 1 (23). – С. 24–26.
5. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gosthelp.ru/text/MetodikaMetodikaopredelen2.html> (дата обращения: 29.03.2016).
6. Document characterization of gas-liquid two-phase flow pattern based on complexity measures analysis / F. Dong, L.-D. Fang, H.-L. Li, Y. Zhu // Proceedings of International Conference on Machine Learning and Cybernetics. – 2012. – Vol. 3. – P. 996–1000. – DOI: 10.1109/ICMLC.2012.6359490
7. Rastorguev G.A. Monitoring and diagnostics of pipe components // Russian Engineering Research. – 2012. – № 32 (7–8). – P. 539–543. – DOI: 10.3103/S1068798X12060202
8. Impacts of ambient and ablation plasmas on short- and ultrashort-pulse laser processing of surfaces / N.M. Bulgakova, A.N. Panchenko, V.P. Zhukov, T. Mocek, A.V. Bulgakov // Micromachines. – 2014. – № 5 (4). – P. 1344–1372. – DOI: 10.3390/mi5041344
9. Research on flow diagnosis of multipath ultrasonic flowmeter / D.-D. Zheng, J.-L. Zhang, S.-S. Zhao, H.-X. Wang, Z.-Q. Cui // Conference Record – IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. – 2015. – July. – P. 1353–1357. – DOI: 10.1109/I2MTC.2015.7151470
10. Потапов И.А. Акустические методы и средства неразрушающего контроля и дистанционной диагностики трубопроводов: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2007. – 229 с.
11. Фокин М.Ф., Никитина Е.А. Особенности оценки опасности труб магистральных трубопроводов с «расслоениями», обнаруживаемыми при внутритрубной диагностике // Проблемы машиностроения и автоматизации. – 2008. – № 2. – С. 75–79.

12. Щелудяков А.М., Сальников А.Ф. Применение полимерно-армированного материала в трубопроводном транспорте // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Охрана окружающей среды, транспорт, безопасность жизнедеятельности. – 2012. – № 2. – С. 158–166.
13. Щелудяков А.М., Сальников А.Ф. Разработка методики динамического нагружения в трубопроводах на полнотелых образцах // Вестник Пермского государственного технического университета. Аэрокосмическая техника. – 2010. – № 30. – С. 97–109.
14. Транспорт трубопроводный. Проблемы и подходы к оценке технического состояния функционирующих трубопроводов с помощью волнового метода неразрушающего контроля / А.М. Щелудяков, А.Ф. Сальников, М.А. Щелудяков, С.А. Сальников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Транспорт. Транспортные сооружения. Экология. – 2014. – № 4. – С. 126–137.
15. Salnikov A.F., Nechayeva E.S., Anoshkin A.N. Experimental and theoretical research into polymer-based reinforced pipe operation // GAS Industry of Russia. – 2008. – № 2. – С. 7–10.

References

1. Telegina E.A., Alekperov V.Iu., Arbatov A.A. Bezopasnost' Rossii. Energeticheskaya bezopasnost' (Neftyanoj kompleks Rossii) [Russia's Security. Energy security (Oil complex of Russia)]. Moscow: Znanie, 2000. 432 p.
2. Vladimirov V.A. Razlivy nefiti: prichiny, masshtaby, posledstviia [Oil spills: causes, scale and consequences]. *Strategiya grazhdanskoj zashchity: problemy i issledovaniya*, 2014, vol. 4, no. 1, pp. 217–229.
3. Khaustov A.P., Redina M.M. Problemy planirovaniya i preduprezhdeniya avariynykh situatsij na neftegazoprovodakh [Problems planning and prevention of emergency situations at oil and gas pipelines]. *Pravo i bezopasnost'*, 2010, no. 2 (35), p. 90.
4. Kazak K.A., Korshunov S.A., Stureiko I.O., Chionov A.M. Razrabotka trebovanii dlia metoda obnaruzheniia utechek v magistral'nykh gazoprovodakh [Development of requirements for the method of detecting leaks in gas pipelines]. *Tekhnologii transporta nefiti i gaza*, 2011, no. 1 (23), pp. 24–26.
5. Metodika opredeleniya ushcherba okruzhaiushchej prirodnoj srede pri avariyaakh na magistral'nykh nefteprovodakh [Method of determination of environmental damage in case of accidents on trunk oil pipelines], available at <http://www.gosthelp.ru/text/MetodikaMetodikaopredelen2.html> (accessed 29 March 2016).
6. Dong F., Fang L.-D., Li H.-L., Zhu Y. Document characterization of gas-liquid two-phase flow pattern based on complexity measures analysis. *Proceedings of International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, 2012, vol. 3, pp. 996–1000. DOI: 10.1109/ICMLC.2012.6359490
7. Rastorguev G.A. Monitoring and diagnostics of pipe components. *Russian Engineering Research*, 2012, no. 32 (7–8), pp. 539–543. DOI: 10.3103/S1068798X12060202

8. Bulgakova N.M., Panchenko A.N., Zhukov V.P., Mocek T., Bulgakov A.V. Impacts of ambient and ablation plasmas on short- and ultrashort-pulse laser processing of surfaces. *Micromachines*, 2014, no. 5 (4), pp. 1344–1372. DOI: 10.3390/mi5041344
9. Zheng D.-D., Zhang J.-L., Zhao S.-S., Wang H.-X., Cui Z.-Q. Research on flow diagnosis of multipath ultrasonic flowmeter. *Conference Record. IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference*, 2015, July, pp. 1353–1357. DOI: 10.1109/I2MTC.2015.7151470
10. Potapov I.A. Akusticheskie metody i sredstva nerazrushayushchego kontrolya i distantsionnoj diagnostiki truboprovodov [Acoustic methods and means of nondestructive testing and remote diagnostics of pipelines]. Ph. D. thesis. Saint Petersburg, 2007. 229 p.
11. Fokin M.F., Nikitina E.A. Osobennosti otsenki opasnosti trub magistral'nykh truboprovodov s «rassloeniyami», obnaruzhivaemymi pri vnutritrubnoj diagnostike [Features risk assessment of pipes of main pipelines with "bundles" that are discovered during internal diagnostics]. *Problemy mashinostroeniya i avtomatizatsii*, 2008, no. 2, pp. 75–79.
12. Shcheludyakov A.M., Sal'nikov A.F. Primenenie polimerno-armirovannogo materiala v truboprovodnom transporte [The use of polymer-reinforced material in pipeline transport]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Okhrana okruzhaiushchej sredy, transport, bezopasnost' zhiznedeiatel'nosti*, 2012, no. 2, pp. 158–166.
13. Shcheludyakov A.M., Sal'nikov A.F. Razrabotka metodiki dinamicheskogo nagruzheniya v truboprovodakh na polnotelykh obraztsakh [Development of methods of dynamic loading of pipelines for solid samples]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Aerokosmicheskaya tekhnika*, 2010, no. 30, pp. 97–109.
14. Shcheludyakov A.M., Sal'nikov A.F., Shcheludyakov M.A., Sal'nikov S.A. Transport truboprovodnykh. Problemy i podkhody k otsenke tekhnicheskogo sostoyaniya funktsioniruyushchikh truboprovodov s pomoshch'yu volnovogo metoda nerazrushayushchego kontrolya [The transport pipeline. Problems and approaches to the assessment of technical condition of operating pipelines using wave methods of nondestructive testing]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Transport. Transportnye sooruzheniya. Ekologiya*, 2014, no. 4, pp. 126–137.
15. Salnikov A.F., Nechayeva E.S., Anoshkin A.N. Experimental and theoretical research into polymer-based reinforced pipe operation. *GAS Industry of Russia*, 2008, no. 2, pp. 7–10.

Получено 20.04.2016

A. Shcheludyakov

**ENVIRONMENTAL ASPECTS
OF SAFETY VERIFICATION PROCEDURES
RESIDUAL LIFE ASSESSMENT PIPES MADE
OF ALTERNATIVE MATERIALS**

The paper considers the risks of ruptures of existing pipelines caused by low technical level and quality of equipment, a high level of depreciation of assets, non-rational distribution of productive forces, and others. An example of the calculation of environmental damage in an accident on the main oil pipeline is given. Federal environmental damage caused by breakouts is correlated with material investments in the pipelines made of nonmetallic materials. The represented results of experimental studies demonstrate the pipeline performance based on the integral value. The connection between the type of defect and the integral value, which qualitatively characterizes the technical condition of the pipe is revealed. The procedure of technical diagnostics of nonmetallic pipes is developed. The evaluation criteria, methods and unbiased data obtained by experiments and applied in the developed method suggest a structured approach to the assessment of the residual performance of the pipes made of alternative materials. As a result, we conclude that with timely diagnostics the operating companies have the ability to predict the risk of breaks in pipelines made from alternative materials.

Keywords: oil spill, gas leak, pipeline break, pipeline accident, oil transportation pipelines failure, gas transportation pipelines failure, environmental damage evaluation, localization of breaks, failure analysis, the calculation of environmental parameters in case of leakage of gas-liquid and oily substances.

Щелудяков Алексей Михайлович (Пермь, Россия) – старший преподаватель кафедры «Автомобили и технологические машины», Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: sam@pstu.ru).

Shcheludyakov Aleksey (Perm, Russian Federation) – Senior lecturer, Department of Road and Technological Vehicles, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29, e-mail: sam@pstu.ru).