



# НАУКА — ПРОИЗВОДСТВУ

УДК 539.43;620.16+621.644

**Л.А. СОСНОВСКИЙ**, д-р техн. наук, проф.

директор

E-mail: tribo-fatigue@mail.ru

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

**Ю.В. ЛИСИН**, д-р техн. наук

генеральный директор

E-mail: niitnn@niitnn.transneft.ru

ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия

**А.Н. КОЗИК**, канд. техн. наук

первый заместитель генерального директора — главный инженер

E-mail: kozik@transoil.gomel.by

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

Поступила в редакцию 04.07.2017.

## О МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНОМ ПОДХОДЕ К АНАЛИЗУ И ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ И РЕСУРСА ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА С ПОЗИЦИЙ ТРИБОФАТИКИ

*Обзорно-постановочная статья по фундаментальной проблеме «нефтепроводная труба». Предложен и кратко проанализирован алгоритм возможного ее комплексного решения с позиций трибофатики. В первом приближении выполнена конкретизация этого алгоритма. Сформулированы некоторые инновационные задачи для первоочередного решения.*

**Ключевые слова:** линейная часть нефтепровода, нефтепроводная труба, трибофатическая система, трибофатика, трение и износ, усталость, напряженно-деформированное состояние, ресурс, алгоритм

В конце октября 2016 г. в Москве (ООО «НИИ Транснефть») состоялось совещание, на котором, в частности, были обсуждены некоторые подходы к анализу и прогнозированию работоспособности линейной части нефтепровода. Так, в сообщениях Хадж Мелиани и Ги Плювинажа (Алжир, Франция) был дан обзор различных схем механики разрушения, на основе которых построены модели развития одиночных трещин (дефектов), обнаруживаемых тем или иным методом диагностики. Д.А. Неганов (Россия) представил ряд соображений относительно принципов расчета на прочность нефтепроводных труб с учетом влияния фактических механических свойств трубной стали. Их экспериментальное определение может быть выполнено с анализом данных внутритруб-

ной диагностики (ВТД), осуществляемой различными современными методами.

Внимание участников совещания было обращено (Ю.В. Лисин, Россия) на междисциплинарный характер проблемы «нефтепроводная труба». В самом деле, для решения проблем ее работоспособности могут быть привлечены (и действительно привлекаются) такие научные дисциплины, как гидравлика и механика жидкости, термодинамика, механика деформируемого твердого тела, механика материалов, теория упругости, теория прочности, линейная и нелинейная механика разрушения, металловедение, теория повреждений, теория коррозии и др. Между тем, как известно, отдельные науки позволяют получить ответы лишь на частные вопросы, тогда как проблема эксплу-

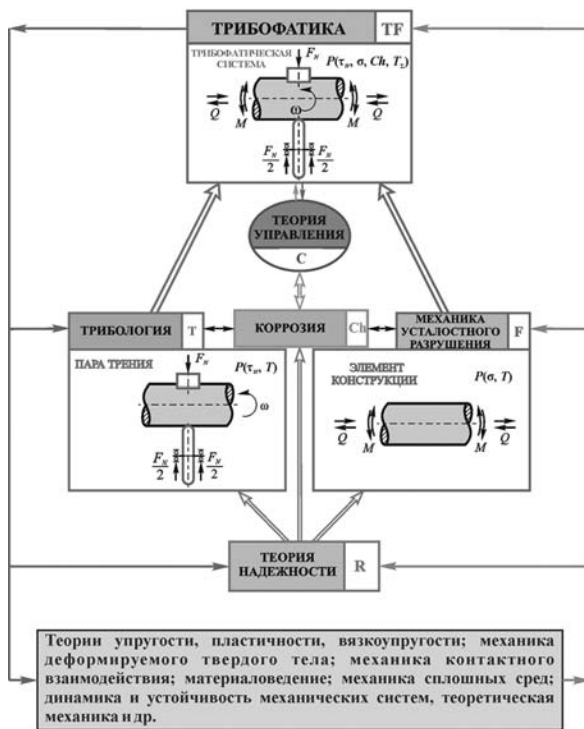


Рисунок 1 — Трибофатика как комплексная научная дисциплина

атационной надежности линейной части нефтепровода (далее «нефтепроводной трубы») является несомненно комплексной. В сообщениях Л.А. Сосновского и С.С. Щербакова (Беларусь) был кратко сформулирован и проиллюстрирован некоторыми результатами исследований междисциплинарный подход к оценке эксплуатационной надежности нефтепроводных труб. Такой подход может базироваться на современных достижениях трибофатики (новый раздел механики [9, 14, 18, 20, 22] (рисунок 1) и механотермодинамики (новый раздел физики [17, 19, 26]).

В этой связи в данной статье дается (в первом приближении, конечно) постановка и обоснование комплекса НИР по проблеме «нефтепроводная труба» с учетом программы работ ООО «НИИ Транснефть» [3, 5, 21]: фундаментальные исследования и совершенствование теорий эксплуатационной повреждаемости нефтепровода; математических моделей его взаимодействия с окружающей средой, включая грунтовые массы; совершенствование методов практических расчетов прочности, долговечности, надежности и сроков безопасной эксплуатации; разработка и реализация методов управления ресурсом на основе оценки интегрального качества линейной части нефтепровода. Уникальное положение ООО «НИИ Транснефть» как головной научной организации в отрасли трубопроводного транспорта обеспечивается масштабом деятельности ПАО «Транснефть» — крупнейшего в России оператора магистральных трубопроводов, осуществляющего транспортировку 85 % добываемой в России нефти. В настоящее время в эксплуатации ПАО «Транс-

Современная западная цивилизация достигла необычайных высот в искусстве расчленения целого на части...

Мы и зрядно преуспели в этом искусстве, преуспели настолько, что забываем собрать разнятые части в то единое целое, которое они некогда составляли.

О. Тоффлер

...Именно в Белоруссии родилась и успешно развивается новая наука — трибофатика, один из наиболее перспективных разделов механики.

К. В. Фролов

«Целое, мыслимое как многое,» — такой... представляется нам трибофатика по отношению к сопряженным с ней наукам, в том числе к тем, которые являются ее прародителями...

Не взаимное влияние факторов, а взаимодействие явлений — вот что изучает трибофатика.

Л. А. Сосновский

ГОСТ 30638-99 «Трибофатика. Термины и определения»

**Трибофатика:** наука об износоусталостных повреждениях и разрушении силовых систем машин и оборудования

**Силовая система:** механическая система, в которой реализуется процесс трения в любых его проявлениях и которая одновременно воспринимает и транзитно передает повторно-переменную нагрузку

**Износоусталостное повреждение:** повреждение, обусловленное кинетическим взаимодействием явлений усталости, трения в любых его проявлениях, изнашивания и (или) эрозии

Белорусская энциклопедия: 2002 г., т.15

**Трыбафатыка:** навукова-тэхнічная дысцыпліна, якая вывучае зносаматленасныя пашкоджанні (ЗСП) і разруэнні сілавых сістэм

нефть» находится свыше 72 тыс. км магистральных трубопроводов, более 500 насосных станций и свыше 24 млн м<sup>3</sup> резервуарных емкостей — колоссальная инфраструктура, позволяющая говорить о компании как о мировом лидере в отрасли трубопроводного транспорта [5, 21].

На рисунке 2 предложен для обсуждения инновационный алгоритм решения проблемы «нефтепроводная труба». Разумеется, его подробный и полный анализ выходит за рамки статьи, но ниже кратко обсуждается постановка наиболее актуальных, по мнению авторов, задач.

Вот содержательная канва алгоритма: труба как трибофатическая система — роль пристеночного трения — необходимость рассмотрения стадии рассеянной повреждаемости на основе анализа НДС в окрестности множества мелких и крупных дефектов, в том числе с учетом дав-

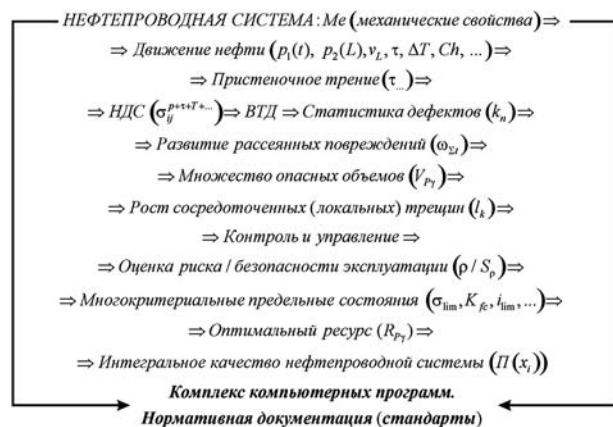


Рисунок 2 — Возможный алгоритм постановки и решения проблемы «нефтепроводная труба»

ления грунта — формирование опасных объемов как интегральных оценок уровня повреждаемости — использование результатов ВТД для анализа множественной повреждаемости и прогнозирования возможного ее развития — переход к стадии сосредоточенных (локальных) трещин и анализ опасности их роста — процессы старения — многокритериальный анализ предельных состояний — интегральная оценка качества системы, риска и безопасности ее эксплуатации — оптимизация ресурса на базе комплексных технико-экономических исследований.

Для практической реализации данного алгоритма особое значение имеет создание методов (в том числе на уровне изобретений) и проведение корректных лабораторных испытаний с целью экспериментального определения служебных свойств ( $\sigma_{lim}$ ,  $K_{fc}$ ,  $i_{lim}$ , ...) материала и элементов трубы в условиях, близких к эксплуатационным, с учетом влияния процессов старения и повреждаемости.

Главное назначение алгоритма «нефтепроводная труба», представленного на рисунке 2, — на базе достижений современной науки существенно повысить точность оценки и прогнозирования механических состояний нефтепроводных систем в процессе их эксплуатации в различных условиях. Под ними понимаются: совмещенное напряженно-деформированное состояние, состояния рассеянной и локальной поврежденности, состояние риск / безопасность, состояние старения, предельное состояние и, в интегральном плане, состояние качества по важнейшим критериям работоспособности. Тем самым достигается оптимальное управление ресурсом нефтепроводных систем и их отдельных участков с обеспечением соответствующего экономического эффекта.

Разработка комплекса компьютерных программ и нормативных документов, в том числе государственных стандартов, позволит, по нашему мнению, реализовать и поддерживать непротиворечивую единую организационную, методическую и технологическую политику в области транспорта нефти для обеспечения требуемой эксплуатационной надежности нефтепроводной системы с ожидаемым экономическим эффектом — снижением затрат труда, средств, материалов и др.

Ниже дается краткое пояснение основных положений алгоритма «нефтепроводная труба», представленного на рисунке 2.

Как известно, в трибофатике развивается комплексный подход к анализу работоспособности механических систем, в которых одновременно реализуются процессы силового нагружения и трения (см. рисунок 1). Нетрудно показать, что нефтепроводная труба может и должна рассматриваться как трибофатическая система (рисунок 3), поскольку в ней обнаруживается повторно-переменное вну-

треннее давление  $p(t)$ , которое может приводить к усталостному повреждению внутренней поверхности трубы, и пристеночное трение потока нефти, движущегося со скоростью  $v_L$ , которое инициирует ее гидроэрозию при действии касательных напряжений  $\tau$ . Поэтому в общем случае следует говорить о комплексном износоусталостном повреждении ( $\omega_{\Sigma}$ ) внутренней поверхности нефтепроводной трубы, которое дополнительно осложняется влиянием температуры ( $T$ ) и электрохимическим воздействием среды ( $Ch$ ). Таким образом, эксплуатационная долговечность трубы или ее ресурс  $R$  определяется по меньшей мере четырьмя явлениями повреждаемости, обусловленными соответствующими нагрузками (см. рисунок 3):

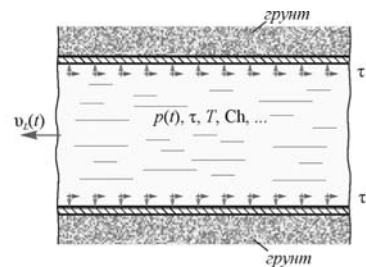
$$R = R(p(t), \tau, T, Ch, \Lambda_{ij}, m_i, \dots), \quad (1)$$

где  $m_i$  — комплекс характеристик свойств и состояний трубной стали.

Указанные повреждения ( $\omega_{iCh}$ ), согласно идеологии трибофатики [9, 14, 18, 20, 22], диалектически взаимодействуют ( $\Leftrightarrow$ ) между собой. Принцип такого взаимодействия (параметры  $\Lambda_{ij}$ ) иллюстрирует рисунок 3.

ОАО «Гомельтранснефть Дружба» и ООО «НПО ТРИБОФАТИКА» на протяжении многих лет провели комплекс успешных исследований, которые и кладутся в основу нового анализа проблемы «нефтепроводной трубы».

В начале нашего века проведено [2] статистическое исследование эксплуатационной нагруженности линейной части нефтепровода «Дружба» (на 4-х участках в Беларуси) общей протяженностью 882 км. По данным диспетчерских наблюдений за изменением внутреннего давления на приеме и выбросе насосно-подкачивающих станций Мозырь, Туров, Пинск и Кобрин в течение 8 лет получена выборка объемом около 400 000 значений давления. Ее анализ показал, что в общем случае давление при штатной эксплуатации нефтепровода неправомерно рассматривать как стационарное:



Принцип взаимодействия повреждений

$$F_{\Lambda} [(\omega_{sch} \Leftrightarrow \omega_{sch}) \Leftrightarrow \omega_{Tch}] = [(\omega_{sch} + \omega_{sch}) \Lambda_{\sigma, p} + \omega_{Tch}] \Lambda_{M, T} = \omega_{\Sigma} \quad \Lambda_{ij} \geq 1$$

Рисунок 3 — Нефтепроводная труба как трибофатическая система:  $\omega_{sch}$ ,  $\omega_{sch}$ ,  $\omega_{Tch}$  — повреждения, обусловленные нормальными напряжениями ( $\sigma$ ), пристеночным трением ( $\tau$ ) и перепадом температуры ( $T$ ) с учетом коррозионно-химических процессов ( $ch$ );  $\Lambda_{ij}$  — функции взаимодействия повреждений



даже в течение суток оно может увеличиваться либо снижаться несколько раз. При этом размах колебаний (от минимального до наибольшего) может составлять 0,5–2,5 МПа при среднесуточном давлении в 3 МПа. В качестве примера на рисунке 4 представлен типичный график годового изменения давления. Видно, что его размах заключен в интервале от 0,4 до 3,7 МПа, т. е. давление оказывается существенно повторно-переменным в любом режиме эксплуатации. Максимальное отклонение среднесуточного давления ( $\Delta p_{\max}$ ) от среднегодового ( $p_{\text{ср. год}}$ ) превышает 2 МПа, что составляет более половины от наибольшего. Кроме того, оказывается, что параметры процесса нагруженности различны в разные сезоны года. Например, среднесуточное давление по сезонам годовой эксплуатации изменялось так: лето ~2,82 МПа, зима ~2,89 МПа, осень ~2,75 МПа, весна ~2,76 МПа.

Соответственно изменению давления варьируются и напряжения в стенке трубы. В качестве примера на рисунке 5 даны плотность и параметры распределения среднегодового и среднемесячного (январь и июль) окружных напряжений. Обработку статистических данных вели исходя из предположения, что рассеяние давлений подчиняется нормальному закону. Видно, что чем стабильнее держится давление (январь), тем меньше его среднеквадратическое отклонение и, соответственно, невелик разброс окружных напряжений (всего 12 МПа; см. рисунок 5, кривая 3). Подобный режим нагружения является наиболее благоприятным для линейных участков нефтепровода, однако чаще всего разброс окружных напряжений составляет ~130 МПа (см. рисунок 5, кривые 1, 2).

На основании изложенного сделан общий вывод, что давление при эксплуатации нефтепровода является случайной величиной — оно подвержено непредсказуемому разбросу. Металл труб при этом испытывает циклические растягивающие знакопостоянные напряжения с коэффициентом асимметрии  $R_\sigma$ , изменяющимся в интервале от 0 до 1.

Так как нагруженность труб линейных участков нефтепровода обнаруживает циклический характер, то их работоспособность и эксплуатационная долговечность может определяться со-

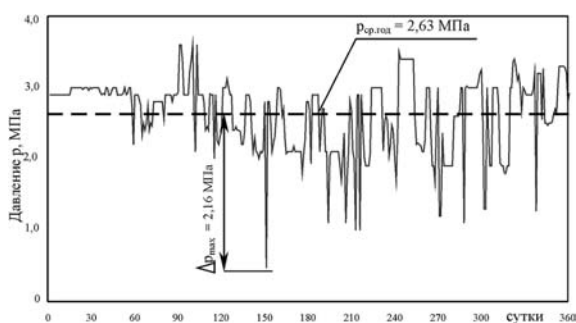


Рисунок 4 — График изменения среднесуточного давления на выбросе насосно-подкачивающей станции «Туров» в течение одного года

противлением усталости трубной стали [7]. Как показал анализ, обычно за амортизационный срок эксплуатации нефтепровода реализуется  $\sim(2\div 6)\cdot 10^5$  циклов. Это означает, что базовая продолжительность испытаний должна быть порядка  $10^6$  циклов. Следовательно, линейные участки нефтепровода работают в условиях многоциклового усталости.

Приблизительно к 2010 году проблема надежности подводных переходов стала наиболее актуальной для ОАО «Гомельтранснефть Дружба».

Было установлено, что в процессе эксплуатации подводных переходов в трубах обнаруживаются два типа локальных коррозионных повреждений (ЛКП) — овалы и типа полосы.

В работе [4] изучены процессы деформирования и разрушения труб диаметром 630 мм с ЛКП и без них при испытаниях внутренним давлением.

Был разработан метод гидравлических испытаний трубных плетей диаметром 630 мм и длиной 7 м (на основании СТБ 2162-2011 «Трубы нефтепроводные. Метод испытания внутренним давлением до разрушения»). Трубы изготовлены из демонтированных подводных переходов со сроком эксплуатации более 40 лет.

При испытательном давлении 10 МПа средняя относительная (окружная) деформация в трубах с ЛКП и без ЛКП примерно одинаковы  $(1,8\div 3,3)\cdot 10^{-3}$ , однако очагами разрушения первых стали зоны с ЛКП, а не сварные швы (рисунок 6). Это обусловлено тем, что в ограниченной области ЛКП имеет место локализация напряженно-деформированного состояния (см. фото на рисунке 6), так что в наиболее слабых ее точках возникает местное повышение (концентрация) деформаций, которые достигают значений  $(6,7\div 10,5)\cdot 10^{-3}$ . Это в 3...5 раз больше средней деформации, т. е. коэффициент концентрации  $K_\varepsilon \sim 3\div 5$ .

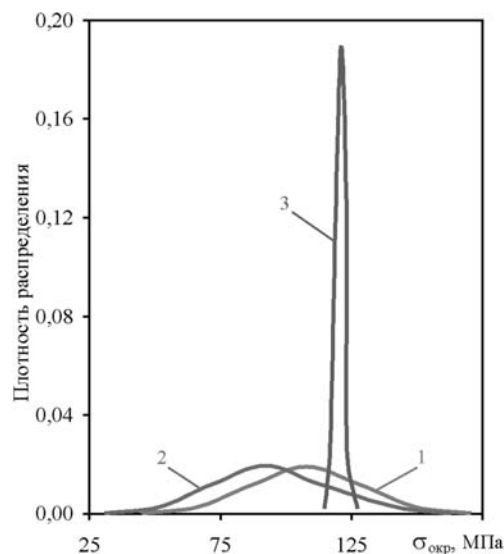


Рисунок 5 — Распределения окружных напряжений  $\sigma_{\text{окр}}$  в трубе: 1 — среднегодового; 2 — среднемесячного за июль; 3 — среднемесячного за январь

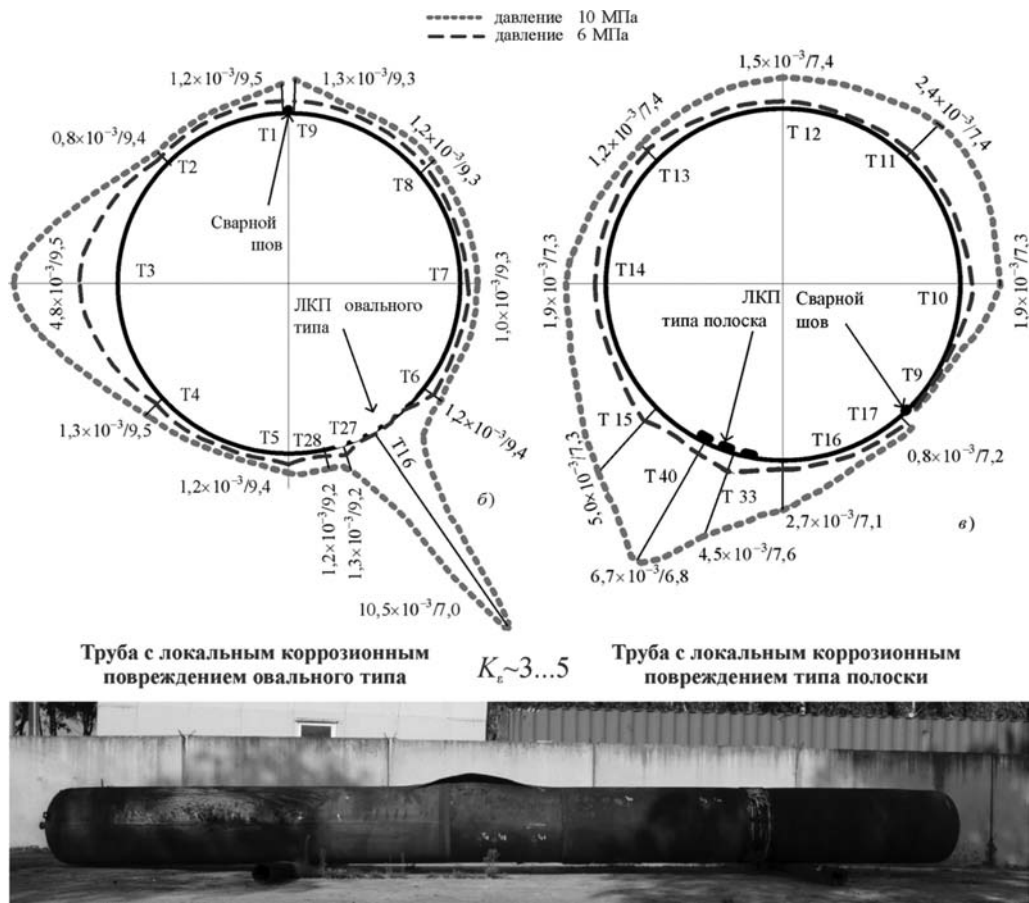


Рисунок 6 — Распределение относительных окружных деформаций  $\epsilon$  по сечению трубы:  $\epsilon$  — измеренная окружная деформация;  $h$  — толщина стенки трубы;  $T$  — зоны наклейки тензодатчиков

Для сравнительных испытаний была также подготовлена и труба без ЛКП, для которой после 40 лет эксплуатации обнаружен лишь равномерный износ.

Общий вид разрушения всех труб (рисунок 7) — вдоль образующей, что типично для нефтепроводов (более 90 % отказов). Однако разрушение труб с ЛКП произошло нетипично: не вдоль сварного шва, что наблюдалось при разрушении плети без ЛКП (см. рисунок 7 а), а по внутренним коррозионным повреждениям (см. рисунок 7 и таблицу 1).

Снижение разрушающего напряжения труб с ЛКП (по сравнению с трубой без них) составляет, по данным эксперимента, 10–18 %, а размеры зоны разрушения, наоборот, существенно больше для трубы без ЛКП (таблица 1). Главный вывод из результатов этих испытаний состоит в том, что после длительной (более 40 лет) эксплуатации опасными являются не столько околосварные зоны продольных сварных соединений, сколько ЛКП. Поэтому прогнозирование работоспособности труб следует вести не только по традиционному критерию прочности сварных соединений, но и по второму критерию — коррозионно-механической прочности трубной стали, в том числе и коррозионно-механической усталости, поскольку режимы эксплуатации нефтепроводов, как изло-

жено выше, обуславливают повторно-переменный процесс их нагруженности.

Как известно [22], отдельным классом задач в трибофатике является оценка механических состояний систем, состоящих из сплошных сред, одновременно находящихся в разных агрегатных состояниях; например, жидкость — твердое тело. Такие задачи требуют одновременного связанного решения уравнений гиперболического и эллиптического типа для жидкости и твердого тела соответственно [6, 13]. Этим обусловлено то, что состояние каждой из сред, кроме перемещений, описывается разными характерными типами их производных. Для описания состояния жидкости используется производная перемещения по времени (скорость), а для описания состояния твердого тела — производные по пространственным координатам [11, 12].

Кратко рассмотрим некоторые результаты исследования системы «труба с коррозионным дефектом — поток вязкой жидкости» в БГУ [23].

Конечно-элементное компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния модели трубы с эллиптическим коррозионным дефектом проводилось с учетом одновременного комплексного воздействия таких нагрузочных факторов, как внутреннее давление, трение потока нефти о внутреннюю поверхность трубы, а также действие грунта [1, 8, 10, 15, 16, 22, 24, 25].

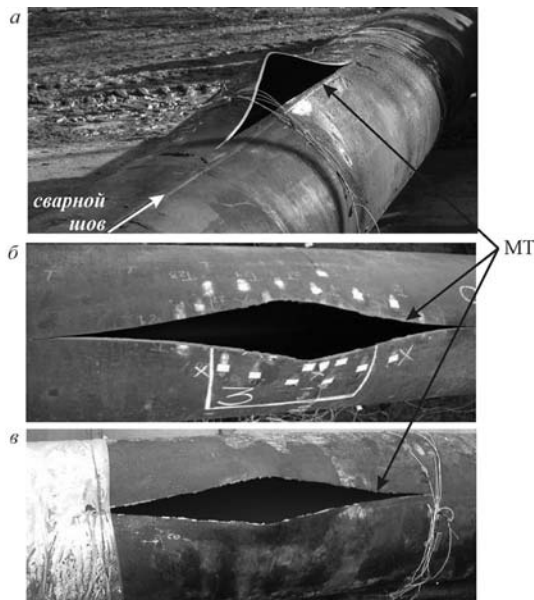


Рисунок 7 — Характер разрушения труб: а — МТ вдоль сварного шва; б — МТ по дну ручейков ЛКП овального типа; в — МТ по скоплению оспообразных повреждений на одном из берегов ЛКП типа полоски (МТ — магистральные трещины)

Таблица 1 — Параметры разрушения нефтепроводных труб

Наименование	Нефтепроводная труба	
	без ЛКП	с ЛКП
Давление разрушения, МПа	12,2	11,2
Зона и параметры разрыва (длина $a$ × ширина $b$ трещины в месте максимального раскрытия, мм)	Вдоль сварного шва 1 780 × 212	ЛКП типа полоски 1 470 × 154
Напряжение при разрушении $\sigma_{в}$ , МПа:		
	- по сертификату	520
- по результатам испытаний	466	427
Коэффициент запаса прочности труб $\sigma_{в}/\sigma_{раб}$	2,2	1,8

Принято, что напряженное состояние модели трубы  $\sigma_{ij}^{(p+\tau+T)}$  описывается следующим общим соотношением:

$$\sigma_{ij}^{(p+\tau+T)} = \sigma_{ij}^{(p)} + \sigma_{ij}^{(\tau)} + \sigma_{ij}^{(T)},$$

где  $\sigma_{ij}^{(p)}$ ,  $\sigma_{ij}^{(\tau)}$ ,  $\sigma_{ij}^{(T)}$  — напряженные состояния, обусловленные внутренним давлением, силой трения и температурой соответственно.

Расчеты показали, что наибольшая интенсивность турбулентности наблюдается в пристеночной области трубы [10, 22, 25]. При больших значениях начальной скорости  $v_0$  интенсивность вихреобразования выше. На оси симметрии интенсивность самая низкая. Наличие коррозионного дефекта оказывает влияние на кинематику движущегося потока. В этой области геометрии появляются поперечные перемещения, формирующие рециркуляционную зону (рисунок 8 а).

Отметим, что турбулентные напряжения  $\tau'_{xy} = -\rho v'_x v'_y$  в наибольшей степени определяют величину напряжений  $\tau_{xy} = \tau_0 + \tau'_{xy}$ , составляя примерно 80 % и 93 % от  $\tau_{xy}$  для скоростей 1 м/с и 10 м/с соответственно. Проведенный анализ показывает, что расчет движения потока вязкой жидкости в трубе как ламинарного может привести к весьма искаженной картине распределения касательных усилий на внутренней поверхности трубы. Можно сделать вывод, что анализ вязкого трения при взаимодействии потока жидкости со стенкой трубы должен проводиться на основании расчета движения потока как существенно турбулентного.

Большое влияние коррозионное пятно оказывает на изменение касательных пристеночных напряжений в области дефекта трубы. Из рисунка 8 б видно, что в области коррозионного дефекта происходит скачкообразное изменение значения касательного (пристеночного) напряжения (силы трения). Величина данного изменения увеличивается с ростом скорости потока.

Для анализа взаимодействия движущейся вязкой жидкости и твердого тела (трубы) приняты следующие исходные данные: внутреннее давление  $\sigma_r|_{r=r_1} = p = 4$  МПа, сила трения между турбулентным потоком жидкости и трубой в виде равномерно распределенной по внутренней поверхности трубы касательной нагрузки  $\tau_{rz}|_{r=r_1} = \tau_0 = 260$  Па в осевом направлении. Закрепление трубы имеет вид  $u_x|_{r=r_2} = u_y|_{r=r_2} = 0$ . Перепад температур  $\Delta T = 20$  °С.

Результаты конечноэлементных вычислений показали значительное влияние пристеночного трения на формирование совмещенного напряженного состояния трубы  $\sigma_{ij}^{(p+\tau)}$ . Распределения

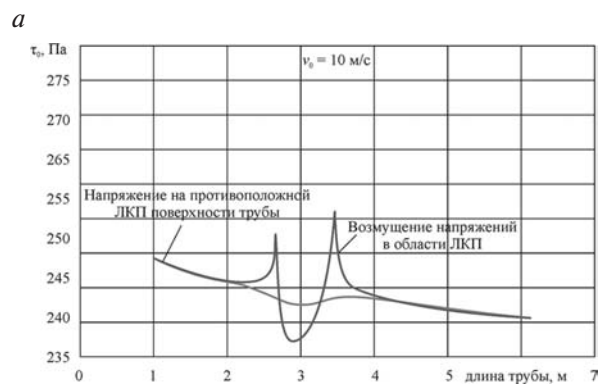
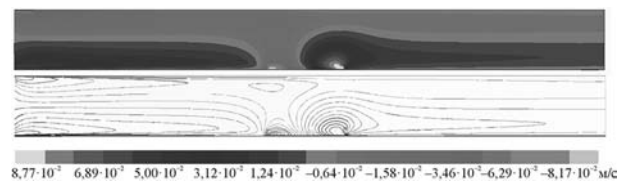


Рисунок 8 — Пристеночное трение для двумерной постановки задачи, вызванное движением вязкой жидкости: а — распределение поперечной составляющей  $v_y$  скорости потока (в окружном направлении) по длине трубы ( $v_0 = 10$  м/с); б — касательные напряжения на стенке трубы



напряжений в трубе изменились примерно на 10 % из-за действия силы трения. Анализ распределений окружных напряжений  $\sigma_{\varphi}^{(p)}$  показывает, что в области коррозионного дефекта имеет место их почти двукратное увеличение по сравнению с бездефектной поверхностью трубы. Установлено большое влияние перепада температур на формирование совмещенного напряженного состояния  $\sigma_{ij}^{(p+t)}$ . Температурные напряжения могут быть главенствующими, не менее чем в 3–4 раза превышая напряжения, обусловленные действием  $p, \tau_0$ .

Краткое заключение состоит в том, что даже первые работы по многофакторной расчетной оценке совмещенного НДС трубы оказались практически полезными. Их систематическое развитие и последующее использование в алгоритме «нефтепроводная труба» (см. рисунок 2) несомненно будет способствовать существенному повышению точности расчетов.

Нетрудно видеть, что кратко изложенные выше данные являются исходными для анализа состояний трубы в соответствии с рисунками 1 и 2.

Далее представляется разумным предложить некоторую конкретизацию (рисунок 9) алгоритма «нефтепроводная труба» (см. рисунок 2). Задачи, конкретизированные на рисунке 9, можно принять, в первом приближении, за основу для разработки краткосрочного (в течение, например, 5 лет) плана НИОКР, возможными исполнителями которого были бы специалисты и ученые России, Беларуси, других стран. Необходимые пояснения к рисунку 9 даны в таблице 2. Надо добавить, что алгоритм, представленный на рисунках 2 и 9, не является полным или законченным. Это, как уже отмечалось, лишь первое предложение, требующее широкого и тщательного анализа специалистами и учеными.

**Заключение.** 1. Данная краткая обзорно-постановочная статья рассматривается авторами как *мультимедициплярное введение* к возможному комплексу НИОКР по проблеме «нефтепроводная труба», который может быть поставлен и реализован, исходя из методологии трибофатики. Здесь должны быть использованы некоторые методы механики жидкостей, механики сплошной среды, теории упругости и пластичности, теории повреждаемости, механики материалов и нелинейной механики разрушения (трещиностойкости), трибологии, термодинамики, механики деформированного твердого тела, теории надежности, теории вероятностей и математической статистики, анализа риска и безопасности, экспериментальной механики и др.

За пределами статьи остались методы и результаты физико-химических и материаловедческих исследований — они составляют особое и важное направление работ по анализу механизмов повреждений, по разработке методов их торможения.

2. Возможно, здесь следует, в качестве примеров, предложить несколько направлений перво-

очередных инновационных работ по проблеме «нефтепроводная труба».

2.1. Статистические исследования и компьютерное моделирование процессов повторно-переменной нагруженности линейных участков нефтепровода в разнообразных условиях эксплуатации и, параллельно, разработка методов и средств комплексных износоусталостных испытаний трубной стали и натуральных (длинноразмерных) отрезков труб в мало- и многоциклового областях по основным критериям работоспособности. Цель — разработка и внедрение комплекса мероприятий по подавлению циклического характера напряжений (динамики) в трубах в процессе эксплуатации на базе оценки опасности их действия и, значит, соответствующего повышения долговечности нефтепроводной трубы.

2.2. Разработка механико-математических моделей и компьютерных программ для расчета и прогнозирования совмещенного НДС в трехмерной постановке ( $\sigma_{ij}$ ) с учетом комплекса внешних воздействий (внутреннее давление, пристеночное трение, перепад температур, условий залегания трубы в грунте, физико-хими-

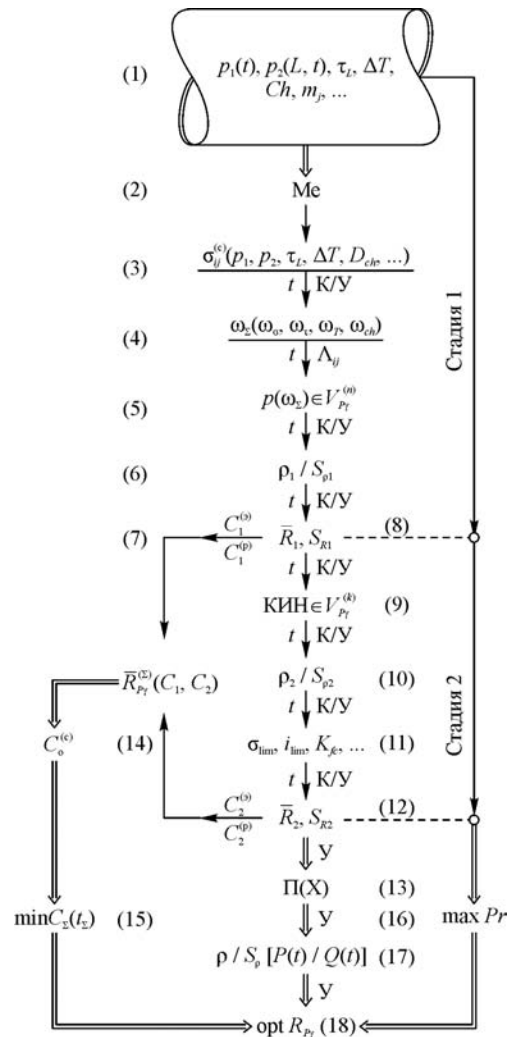


Рисунок 9 — Схема возможной конкретизации алгоритма «нефтепроводная труба» (см. рисунок 2)

Таблица 2 — Пояснения к рисунку 9

(1)	Внутренне давление ( $p_1(t)$ ), давление ( $p_2(L, t)$ ) от воздействия грунта, пристеночное трение ( $\tau$ ), перепад температур ( $\Delta T$ ), физико-химические ( $Ch$ ) свойства нефти, свойства материалов ( $m_j$ )
(2)	Исходные механические и служебные свойства материалов
(3)	Совмещенное трехосное ( $\sigma_y$ ) напряженно-деформированное состояние (НДС); К — контроль, У — управление
(4)	Рассеянное необратимое многопараметрическое состояние поврежденности ( $\omega_z$ ); диалектическое взаимодействие повреждений ( $\Lambda_y$ )
(5)	Плотность вероятностей ( $p$ ) комплексных повреждений ( $\omega_z$ ), обнаруживающих множественные ( $n$ ) опасные объемы ( $V_{pr}$ ), определенные с вероятностью $P$ и доверительной вероятностью $\gamma$
(6)	Риск ( $\rho_1$ ) и безопасность ( $S_{\rho_1}$ ) на стадии 1 рассеянной повреждаемости трубы
(7)	Материальные затраты $C_1$ и $C_2$ на эксплуатацию (э) и ремонт (р) на стадиях 1 и 2
(8)	Средний ресурс (живучесть $\bar{R}_1$ ), среднеквадратическое отклонение ресурса ( $S_{\rho_1}$ ) на стадии 1
(9)	Коэффициенты интенсивности напряжений (КИН), определяющие локальные ( $k$ ) опасные объемы ( $V_{pr}$ ) на стадии 2 живучести трубы с трещинами
(10)	Риск ( $\rho_2$ ), безопасность ( $S_{\rho_2}$ ) на стадии 2
(11)	Предельные значения характеристик прочности ( $\sigma_{lim}$ ), износостойкости ( $i_{lim}$ ), трещиностойкости ( $K_{jc}$ )
(12)	Средний ресурс ( $\bar{R}_2$ ), среднеквадратическое отклонение ресурса ( $S_{\rho_2}$ ) на стадии 2
(13)	Интегральное качество ( $\Pi$ ) системы, обусловленное принятыми ( $X = X(x_1, x_2, \dots, x_n)$ ) параметрами и критериями на стадиях 1 и 2
(14)	Общие (о) затраты ( $C_o$ ) на строительство (с) нефтепроводной системы
(15)	Суммарные затраты ( $C_z$ ) на строительство и эксплуатацию системы за весь период ( $t_z$ ) ее эксплуатации
(16)	Совокупная чистая прибыль ( $Pr$ )
(17)	Интегральная оценка соотношений ( $\rho/S_p$ ) риска и безопасности во взаимосвязи с расчетом вероятности отказа $P(t)$ (вероятности безотказной работы $Q(t)$ ) системы
(18)	Характеристики рассеяния оптимального ресурса (opt $R_{\rho}$ ), определяемого решением задачи многокритериальной оптимизации ( $t_z \Rightarrow \max, D(X) \Rightarrow \min, \Pi(X) \Rightarrow \max, \rho \Rightarrow \min, S_p \Rightarrow \max, C_z(t_z) \Rightarrow \min, Pr \Rightarrow \max$ )

ческих его свойств и др.), а также внутренних эксплуатационных ансамблей повреждений ( $\omega_z$ ) — многочисленных рассеянных малоразмерных и отдельных сосредоточенных (локальных). Цель — переход от анализа номинальных (одиночных) повреждений к расчету действующих их полей, в известной мере адекватных реальной картине, с соответствующим повышением точности оценок, что, несомненно, в конечном счете, обеспечивает достоверное прогнозирование работоспособности нефтепроводной трубы и далее может быть положено в основу разработки методов контроля и управления их ресурсом.

2.3. Механико-математическое и компьютерное моделирование на микро- и макроуровнях с использованием экспериментальных данных, получаемых современными методами ВТД, и прогнозирование сравнительной опасности протяженных полей множественных рассеянных малоразмерных повреждений и сосредоточенных локальных макроразрывов на внутренней поверхности трубы, а также на базе статистического анализа роста ансамбля опасных объемов. Цель — создание обоснованных методов достоверной (вероятностной) оценки остаточного ресурса нефтепроводной трубы с организацией контроля механических состояний труб в процессе эксплуатации.

2.4. Разработка концепции анализа интегрального качества нефтепроводной трубы и методов его эффективного управления на базе основных взаимообусловленных характеристик и критериев работоспособности труб с обеспечением достоверности расчета НДС и фактического ресурса в вероятностной постановке. Цель — прогнозирование возможного риска эксплуатации нефтепровода, особенно после срока амортизации, и обеспечение экологической безопасности нефтепроводной системы.

3. Главное назначение алгоритма, представленного на рисунках 2 и 9, — на базе достижений современной науки существенно повысить точность оценки и прогнозирования механических состояний нефтепроводных систем в процессе их эксплуатации в различных условиях. Разработка комплекса компьютерных программ и нормативных документов, в том числе государственных стандартов, позволит, по нашему мнению, реализовать и поддерживать непротиворечивую единую организационную, методическую и технологическую политику в области транспорта нефти для обеспечения требуемой эксплуатационной надежности нефтепроводной системы с ожидаемым экономическим эффектом — снижением затрат труда, средств и материалов.



**Список литературы**

1. Влияние трения, вызванного движением потока нефти, на нагруженность трубы / А.А. Костюченко [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Международной науч.-техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / УО «ПГУ»; редкол.: В.К. Липский [и др.]. — Новополоцк, 2007. — С. 76–78.
2. Воробьев, В.В. Особенности эксплуатационной нагруженности и повреждения линейных участков нефтепровода: дис. ... канд. техн. наук: 01.02.06 / В.В. Воробьев. — Гомель: БелГУТ, 2002.
3. Достижения и перспективы развития ООО «НИИ Транснефть». Transneft research and development institute for oil and oil products transportation: future development // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2016. — № 4(24). — С. 14–23.
4. Козик, А.Н. Прочность подводных участков нефтепровода после длительной эксплуатации и восстановительного ремонта: дис. ... канд. техн. наук: 01.02.06 / А.Н. Козик. — Гомель: БелГУТ, 2012. — 155 л.
5. Лисин, Ю.В. Исследования физико-химических свойств стали длительно эксплуатируемых трубопроводов, оценка ресурса безопасной работы / Ю.В. Лисин // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. — М.: Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть, 2015. — № 4. — С. 18–28.
6. Лойцянский, Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. — М.: Дрофа, 2003. — 840 с.
7. Махутов, Н.А. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов / Н.А. Махутов, В.Н. Пермяков. — Новосибирск: Наука, 2015. — 516 с.
8. Напряженно-деформированное состояние нагруженной внутренним давлением модели трубы с учетом влияния различных коррозионных повреждений, намоток и грунта / С.С. Щербаков [и др.] // Тр. VI Междунар. симпозиума по трибофатике (ISTF 2010), Минск, 25 окт.–1 нояб. 2010 г., редкол.: М. А. Журавков (пред.) [и др.]. — Минск: БГУ, 2010. — Ч. 1. — С. 821–832.
9. Новый раздел механики / Л.А. Сосновский [и др.] // Вестник БелГУТ: Наука и транспорт. — 2015. — № 1(30). — С. 5–35. = New Section of Mechanics / L.A. Sosnovskiy [et al.] // Bulletin of BelSUT. — 2015. — № 1(30). — Pp. 96–124.
10. Пристеночное трение при движении турбулентного потока нефти в трубе с коррозионным дефектом / А.А. Костюченко [и др.] // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VI Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 11–14 дек. 2007 г. / УО «ПГУ»; редкол.: В.К. Липский [и др.]. — Новополоцк, 2007. — С. 78–80.
11. Роуч, П. Вычислительная гидромеханика / П. Роуч; пер. с англ. — М.: Мир, 1980. — 616 с.
12. Самарский, А.А. Разностные методы решения задач газовой динамики / А.А. Самарский, Ю.П. Попов. — М.: Наука, 1992. — 424 с.
13. Самарский, А.А. Численные методы математической физики / А.А. Самарский, А.В. Гулин. — М.: Науч. мир, 2000. — 316 с.
14. Сосновский, Л.А. Механика износоусталостного повреждения / Л.А. Сосновский. — Гомель: БелГУТ, 2007. — 434 с.
15. Моделирование напряженно-деформированного состояния нагруженной внутренним давлением трубы с различными коррозионными повреждениями / Л.А. Сосновский [и др.] // Теоретическая и прикладная механика: межведомственный сб. науч.-методич. статей. — Вып. 27. — Минск: БНТУ. — 2012. — С.91–96.
16. Напряженно-деформированное состояние линейной части трубы с различными внутренними коррозионными повреждениями / Л.А. Сосновский [и др.] // Тр. XIX междунар. науч.-техн. конф. «Прикладные задачи математики и механики», Севастополь, 12–16 сент. 2011 г.; редкол.: А.П. Фалалеев (пред.) [и др.]. — Севастополь: СевНТУ, 2011. — С. 37–41.
17. Сосновский, Л.А. Новый раздел физики / Л.А. Сосновский, С.С. Щербаков, М.А. Журавков // Вестник БелГУТа: Наука и транспорт. — 2015. — № 1(30). — С. 64–93. = Sosnovskiy, L.A. New Section of Physics / L.A. Sosnovskiy, S.S. Sherbakov, M.A. Zhuravkov // Bulletin of BelSUT. 2015. — № 1(30). — Pp. 153–180.
18. Сосновский, Л.А. Основы трибофатики : учеб. пособие / Л.А. Сосновский. — Гомель: БелГУТ, 2003. — Т. 1. — 246 с.; Т. 2. — 234 с. = Sosnovskiy, L. A. Tribo-Fatigue. Wear-Fatigue Damage and Its Prediction / L. A. Sosnovskiy // Series: Foundations of Engineering Mechanics, Springer, 2005. — 424 p.
19. Сосновский, Л.А. Принципы механотермодинамики / Л.А. Сосновский, С.С. Щербаков. — Гомель: БелГУТ, 2013. — 150 с.
20. Сосновский, Л.А. Фундаментальные и прикладные задачи трибофатики / Л.А. Сосновский, М.А. Журавков, С.С. Щербаков. — Минск: БГУ, 2010. — 488 с.
21. Сухорукова, Н.Н. Этап международной интеграции / Н.Н. Сухорукова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2017. — Т. 7, № 2. — С. 1–3.
22. Щербаков, С.С. Механика трибофатических систем / С.С. Щербаков, Л.А. Сосновский. — Минск: БГУ, 2010. — 407 с.
23. Щербаков, С.С. Механика трибофатических систем / С.С. Щербаков, Л.А. Сосновский. — Минск: БГУ, 2010. — 407 с.
24. Щербаков, С.С. Напряженно-деформированное состояние и повреждаемость линейного участка нефтепровода с учетом коррозионных дефектов / С.С. Щербаков, О.А. Насань, А.Н. Козик // Актуальные вопросы машиноведения. — 2016. — Вып. 5. — С. 223–227.
25. Sherbakov, S.S. Three-dimensional stress-strain state of a pipe with corrosion damage under complex loading / S.S. Sherbakov // Tribology – Lubricants and Lubrication, ed. by Chang-Hung Kuo. — Rijeka: InTech, 2011. — Pp. 139–172.
26. Sosnovskiy, L.A. Mechanothermodynamics / L.A. Sosnovskiy, S.S. Sherbakov. — Springer, 2016. — 155 p.

**SOSNOVSKIY Leonid A., D. Sc. in Eng., Prof.**  
Director

E-mail: tribo-fatigue@mail.ru

S&P GROUP TRIBOFATIGUE Ltd, Gomel, Belarus

**LISIN Yuriy V., D. Sc. in Eng.**

General Director

E-mail: niitnn@niitnn.transneft.ru

The Pipeline Transport Institute (PTI, LLC), Moscow, Russia

**KOZIK Andrei N., Ph. D. in Eng.**

First Deputy General Director — Chief Engineer

E-mail: kozik@transoil.gomel.by

Joint Stock Company “Gomeltransneft Druzhba”, Gomel, Belarus

Received 04 July 2017.

# ON THE MULTIDISCIPLINARY APPROACH TO THE ANALYSIS AND PREDICTION OF OPERATIONAL DAMAGEABILITY AND THE LIFE OF LINEAR SECTIONS OF THE OIL PIPELINE FROM THE POSITION OF TRIBO-FATIGUE

*This is a review and staging paper on the fundamental problem of "oil pipeline". An algorithm of its possible complex solution from the positions of tribo-fatigue is proposed and briefly analyzed. In the first approximation, this algorithm is concretized. Some innovative tasks for a priority solution are formulated.*

**Keywords:** linear part of the oil pipeline, oil line pipe, tribo-fatigue system, tribo-fatigue, friction and wear, fatigue, stress-strain state, resource, algorithm

## References

1. Kostyuchenko A.A. [et al.] The effect of friction caused by the flow of oil on the loading of the pip [Vliyaniye treniya, vyzvanogo dvizheniyem potoka nefii, na nagruzhenost truby]. *Trudy VI Mezhdunarodnoy nauch.-tekhn. konf. "Nadezhnost i bezopasnost magistralnogo truboprovodnogo transporta: materialy"* [Proc. VI International Scientific and Technical Conference "Reliability and safety of the main pipeline transport"]. Novopolotsk, 2007, pp. 76–78.
2. Vorobjov V.V. *Osobennosti ekspluatatsionnyy nagruzhenosti i povrezhdeniya lineynykh uchastkov nefteprovoda. Dis. kand. tekhn. nauk* [Aspects of Service Loading and Damage of Linear Parts of Pipeline. Ph. D. Thesis]. Gomel, BelGUT, 2002.
3. Dostizheniya i perspektivy razvitiya OOO "NII Transneft". Transneft research and development institute for oil and oil products transportation: future development [Achievements and development prospects OOO "NII Transneft". Transneft research and development institute for oil and oil products transportation: future development]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefii i nefteproduktov* [Science and technologies of pipeline transport of oil and oil products], 2016, no. 4(24), pp. 14–23.
4. Kozik A.N. *Prochnost podvodnykh uchastkov nefteprovoda posle dlitelnoy ekspluatatsii i vosstanovitel'nogo remonta. Dis. kand. tekhn. nauk* [The strength of underwater section of pipelines after prolonged use and refurbishment. Ph. D. Thesis]. Gomel, BelGUT, 2012. 155 p.
5. Lisin Yu. V. Issledovaniya fiziko-himicheskikh svoystv stali dlitel'no ehkspluatiruemykh truboprovodov, ocenka resursa bezopasnoy raboty [Investigations of the physicochemical properties of steel for long-lived pipelines, an estimate of the safe work resource]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefii i nefteproduktov* [Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products]. Moscow, 2015, no. 4, pp. 18–28.
6. Loitsiansky L.G. *Mekhanika zhidkosti i gaza* [Mechanics of liquid and gas]. Moscow, Drofa, 2003. 840 p.
7. Makhutov N.A., Permyakov V.N. *Resurs bezopasnoy ekspluatatsii sosudov i truboprovodov* [Resource for safe operation of vessels and pipelines]. Novosibirsk, Nauka, 2015. 516 p.
8. Sherbakov S.S. [et al.] Napryazhenno-deformirovannoye sostoyaniye nagruzhennoy vnutrennim davleniyem modeli truby s uchedom vliyaniya razlichnykh korrozionnykh povrezhdeniy, namotok i grunta [Stress-strain state of the pipe model loaded with internal pressure, taking into account the influence of various corrosion damage, windings and ground]. *Tr. VI Mezhdunar. simpoziuma po tribofatike* [Proc. VI Int. Symp. on Tribo-Fatigue]. Minsk, 2010, vol. 1, pp. 821–832.
9. Sosnovskiy L.A. [et al.] Novyy razdel mekhaniki [New Section of Mechanics]. *Vestnik BelGUTa: Nauka i transport* [Bulletin of BelSUT: Science and Transport], 2015, no. 1(30), pp. 5–35.
10. Kostyuchenko A.A. [et al.] Pristenochnoye treniye pri dvizhenii turbulentsnogo potoka nefii v trube s korrozionnym defektom [Wall friction during the movement of a turbulent oil flow in a pipe with a corrosion defect]. *Trudy VI Mezhdunarodnoy nauch.-tekhn. konf. "Nadezhnost i bezopasnost magistralnogo truboprovodnogo transporta"* [Proc. VI International Scientific and Technical Conference "Reliability and safety of the main pipeline transport"]. Novopolotsk, 2007, pp. 78–80.
11. Rouch P. *Vychislitel'naya gidromekhanika* [Computational fluid mechanics]. Moscow, Mir, 1980. 616 p.
12. Samarskiy A.A., Popov Yu.P. *Raznostnyye metody resheniya zadach gazovoy dinamiki* [Difference methods for solving gas dynamics problems]. Moscow, Nauka, 1992. 424 p.
13. Samarskiy A.A., Gulin A.V. *Chislennyye metody matematicheskoy fiziki* [Numerical Methods of Mathematical Physics]. Moscow, Mir, 2000. 316 p.
14. Sosnovskiy L.A., Sosnovskiy L.A. *Mekhanika iznosoustalostnogo povrezhdeniya* [Mechanics of Wear-Fatigue Damage]. Gomel, BelGUT, 2007. 434 p.
15. Sosnovskiy L.A., Zhuravkov M.A., Sherbakov S.S., Nasan O.A. Modelirovaniye napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya nagruzhennoy vnutrennim davleniyem truby s razlichnymi korrozionnymi povrezhdeniyami [Simulation of the stress-strain state of a pipe loaded with internal pressure with various corrosion damages]. *Teoreticheskaya i prikladnaya mekhanika* [Theoretical and applied mechanics], Minsk, BNTU, 2012, no. 27, pp. 91–96.
16. Sosnovskiy L.A., Sherbakov S.S., Nasan O.A., Shemet L.A. Napryazhenno-deformirovannoye sostoyaniye lineynoy chasti truby s razlichnymi vnutrennimi korrozionnymi povrezhdeniyami [Stress-strain state of a linear part of a pipe with various internal corrosion damages]. *Trudy XIX mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Prikladnyye zadachi matematiki i mekhaniki"* [Proc. XIX Int. Scientific and Technical Conf. "Applied Problems of Mathematics and Mechanics"]. Sevastopol, 2011, pp. 37–41.
17. Sosnovskiy L.A., Sherbakov S.S., Zhuravkov M.A. Novyy razdel fiziki [New Section of Physics]. *Vestnik BelGUTa, Nauka i transport* [Bulletin of BelSUT: Science and Transport], 2015, no. 1(30), pp. 64–93.
18. Sosnovskiy L.A. Tribo-Fatigue. Wear-Fatigue Damage and Its Prediction. *Foundations of Engineering Mechanics*, Springer, 2005. 424 p.
19. Sosnovskiy L.A., Sherbakov S.S. *Printsipy mekhanotermodinamiki* [Principles of Mechanothermodynamics]. Gomel, BelGUT, 2013. 150 p.
20. Sosnovskiy L.A., Zhuravkov M.A., Sherbakov S.S. *Fundamentalnyye i prikladnyye zadachi tribofatiki* [Fundamental and applied problems of Tribo-Fatigue]. Minsk, BGU, 2011. 488 p.
21. Sukhorukova N.N. Etap mezhdunarodnoy integratsii [Stage of international integration]. *Nauka i tekhnologii truboprovodnogo transporta nefii i nefteproduktov* [Science and technologies of pipeline transport of oil and oil products], 2017, vol. 7, no. 2, pp. 1–3.
22. Sherbakov S.S., Sosnovskiy L.A. *Mekhanika tribofaticheskikh sistem* [Mechanics of tribo-fatigue systems]. Minsk, BGU, 2011. 407 p.
23. Sherbakov S.S., Sosnovskiy L.A. *Mekhanika tribofaticheskikh sistem* [Mechanics of tribo-fatigue systems]. Minsk, BGU, 2011. 407 p.
24. Sherbakov S.S., Nasan O.A., Kozik A.N. Napryazhenno-deformirovannoye sostoyaniye i povrezhdymost lineynogo uchastka nefteprovoda s uchedom korrozionnykh defektov [Stress-strain state and damageability of the pipeline's linear section, taking into account corrosion defects]. *Aktualnye voprosy mashinovedeniya: sb. nauch. tr.* [Topical Issues of Mechanical Engineering: collection of scientific papers], 2016, no.5, pp. 223–227.
25. Sherbakov S.S. Three-dimensional stress-strain state of a pipe with corrosion damage under complex loading. *Tribology – Lubricants and Lubrication*, InTech, 2011, pp. 139–172.
26. Sosnovskiy L.A., Sherbakov S.S. *Mechanothermodynamics*. Springer, 2016. 155 p.