

УДК 620.178.16; 620.178.3

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНЫХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБНОЙ СТАЛИ**А.А. КОСТЮЧЕНКО***(Республиканское унитарное предприятие «Гомельтранснефть «Дружба» г. Гомель)*

Предложена методика комплексных испытаний образцов, вырезанных из трубной стали, с учетом влияния коррозионно-эрозионных процессов в условиях циклических нагрузок.

Коррозионные повреждения труб, как показывают статистические исследования различных авто-ров [1 - 5], являются одной из главных причин отказов линейной части (ЛЧ) длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов (МН). Так, например, для магистральных нефтепроводов РУП «Гомельтранснефть «Дружба» коррозия явилась причиной либо сопутствующим фактором примерно 20 % аварийных ситуаций. В настоящее время на большинстве МН средней и поздней эксплуатации сложились особые условия для протекания коррозионных процессов - это повреждения и несплошности изоляционного покрытия, коррозионная среда на обводненных участках и доступ кислорода на сухих. Современные методы контроля технического состояния МН, в особенности внутритрубная диагностика (ВД), позволяют выявлять коррозионные повреждения труб, связанные в основном с дефектами геометрии труб и потерями металла. Однако ввиду разнообразия видов коррозии в полном объеме выявить возможные дефекты не удастся, а некоторые коррозионные повреждения, как, например, снижение прочности в результате межкристаллитной коррозии, и вовсе нельзя определить ни магнитными, ни ультразвуковыми дефектоскопами. Кроме того, существует ряд участков, внутритрубную диагностику которых на сегодняшний день провести невозможно ввиду непригодности их для пропуска инспекционных снарядов. Это, в первую очередь, резервные нитки через большинство подводных переходов (ПП), обвязки, перемычки. Но проблема заключается не только в определении серьезности повреждений, возникших в ходе предыдущей наработки, и соответственно пригодности трубопровода для дальнейшей эксплуатации, но также и в оценке возможного развития дефектов.

Помимо того, для МН средней и поздней стадии эксплуатации возможно возникновение и развитие коррозионных повреждений на фоне благополучного распределения потенциала по длине защитной зоны [6].

Коррозионные повреждающие процессы происходят не только на наружной поверхности труб, но и на внутренней. Связано это в основном с воздействием закачиваемой вместе с нефтью воды и различных примесей, содержащих минеральные соли, двуокись углерода, кислород, сероводород и другие вещества. Сама нефть коррозионно мало активна но, тем не менее, оказывает косвенное влияние на коррозионное состояние полости нефтепровода за счет более высокой растворимости водорода, эффекта смачивания и т.д.

Наибольшей химической активностью из возможных примесей в нефти обладает пластовая (подтоварная) вода, содержащая растворенные соли, преимущественно хлориды и гидрокарбонаты натрия, а также кислород и сероводород. Так, по сведениям [7], основным окислительным компонентом коррозионного процесса внутри нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» является растворенный кислород в попутно подкачиваемой нефти с промыслов. В таких условиях скорость коррозии достигает значения 0,2 мм/год. Скорость коррозии существенно повышается в застойных местах скапливания примесей на пониженных участках трубопроводов.

Образование коррозионных повреждений в некоторой степени инициирует также и пропуск очистных устройств, что связано с фреттинг-коррозией, представляющей собой два сопряженных процесса: электрохимическое (химическое) взаимодействие металла с коррозионно-активными примесями и механическое воздействие - сдирание образовавшейся защитной пленки из окислов и парафина [7].

Велика роль коррозии и как сопутствующего фактора при повреждениях труб. Например, совместное действие коррозии и механических (как циклических, так и статических) напряжений вызывает механохимические явления: значительное увеличение скорости коррозии, с одной стороны, и снижение сопротивления усталости труб, с другой. Данный эффект исследован в работах [8 - 10]. В работе [11] приводятся исследования малоциклового коррозионной усталости, а в работах исследованы механохимические эффекты.

Исследованиям коррозионных процессов на наружной поверхности труб посвящено большое количество публикаций, разработаны и внедрены различные мероприятия по их устранению и предупреждению, а вот для внутренней поверхности и сами повреждающие процессы находятся на стадиях изучения, а мероприятия по их устранению во внедрении [12]. Поэтому рассмотрим именно коррозионные повреждения внутренней поверхности труб МН на примере резервных ниток.

В годы интенсивного роста объемов перекачки из СССР в Западную Европу подводные переходы МН, в том числе и по нефтепроводам Дружба I и II, проложенных в одном техническом коридоре, проектировались с обязательной резервной ниткой. Имея в настоящее время три основные нитки диаметрами соответственно 630, 820 и 720 мм, резервные нитки во многих случаях оказываются излишними и снижают надежность подводных переходов МН, поэтому для уменьшения риска их разрушения практикуется постепенный вывод их из эксплуатации [13], а в качестве резервных использовать основные нитки параллельно проложенных МН. Но, учитывая, что количество подводных переходов исчисляется десятками этот вариант нельзя назвать наилучшим, поскольку остаточная стоимость основных фондов высока, а сплошной демонтаж еще дороже. В этой связи оценка технического состояния резервных ниток крайне важна, а решение необходимо принимать только после тщательного обследования [14] и экономического обоснования. Ситуация осложняется еще и тем, что за время эксплуатации несколько раз изменялась стратегия использования резервных ниток. Сначала они были просто заполнены нефтью без давления, затем их выдерживали под давлением перекачки, но без пропуска продукта, иногда промывая. В последнее время они используются как и основные нитки подводных переходов.

Все это привело к снижению прочностной надежности резервных ниток и, соответственно, увеличению отказов МН именно на них.

Характерный пример. Подводный переход МН Мозырь - Брест-1 0 630 через озеро Глинницкое (основная и резервная нитки) находится в эксплуатации 40 лет. Трубопровод уложен в траншею способом свободного погружения, длина секции 7 м, длина подводной плети - 167 м. Толщина стенки трубы - 9 мм. Материал - сталь марки 18Г2А. Прочностные характеристики металла труб, согласно сертификатам поставки: предел прочности не ниже 534 МПа; предел текучести не ниже 366 МПа. Сварочные работы выполнены электродами марок: Э50А с покрытием УОНИ 13/55 (СССР) и Эльга Р-55 (Швеция).

26.06.1974 г. на подводной части резервной нитке подводного перехода (47 км + 968 м) произошла авария с выходом нефти. Причина - разрыв продольного заводского шва.

Для повышения надежности подводного перехода силами ЭОПТР Главтранснефти по проекту УКРГИПРОРЕЧТРАНСа был выполнен ремонт с заменой труб (толщина стенки 10 мм, сталь марки 14ХГС, ГДР) «дюкерной» части (130 м). Ремонтные работы выполнялись в летний период 1975 г.

30.08.2003 г. произошло повторное разрушение резервной нитки подводного перехода Глинницкое МН Мозырь - Брест-1 0 630 на 49 км трассы. Разгерметизация трубопровода произошла вне отремонтированного в 1975 г. участка подводного перехода в 20 м от задвижки 1А49 на повороте трубопровода. Причина та же - разрыв продольного заводского шва.

Отказ ликвидирован вырезкой дефектного участка. По обе стороны установлены сферические заглушки, резервная нитка выведена из работы до принятия решения о целесообразности дальнейшей эксплуатации данного участка.

Предварительный анализ обстоятельств отказа показал, что причиной разрушения явились несколько длительно взаимодействующих факторов, а именно:

- внутренняя коррозия. На фотографии (см. рис. 1, а, б) четко видны коррозионные повреждения сварного продольного и поперечного швов. Глубина повреждения достигает половины и более толщины швов. Причиной внутренней коррозии стало, вероятнее всего, наличие в резервной нитке в течение продолжительного времени водно-нефтяной эмульсии либо воды, не полностью удаленной после гидроиспытаний (авария 1974 г. произошла, скорее всего, именно по этой причине, но повреждена была вся резервная нитка III, а заменена только дюкерная часть). Это подтверждает характер распространения коррозии: повреждения получили все продольные и кольцевые швы, а также примыкающий к ним основной металл, расположенные в нижней части труб примерно с 4-х до 8 часов по диаметру. Отметим, что на наружной поверхности труб коррозионных повреждений не обнаружено;

- наличие в металле труб высоких остаточных напряжений от выполнениягиба труб в полевых условиях, о чем свидетельствуют гофры на внутренней поверхности труб. В этом случае, дополнительные напряжения в металле труб могут достигать значений, сопоставимых с напряжениями, возникающих от рабочего давления [15];

- достаточна высокое рабочее давление (статическое либо циклическое, в зависимости от режима эксплуатации) поскольку подводный переход расположен всего в 50 км от ЛПДС «Мозырь».

Обобщая указанные факторы, можно сказать, что причиной разрушения резервной нитки подводного перехода МН Мозырь - Брест-1 0 630 через озеро Глинницкое стали коррозионные повреждения сварных швов, обусловленные механо химическим эффектом, т.е. взаимодействием механических напряжений и коррозии, выразившихся в существенном ускорении коррозионных процессов в зоне концентрации напряжений. Эту причину отказа, возможно, более точно, на основании специальных исследований образцов металла разрушившейся трубы и анализа событий, еще предстоит определить. Но уже сейчас можно сказать, что именно неопределенность в отношении режима эксплуатации резервных ниток приводит к отказам МН - основная, и резервная нитки подводного перехода были построены одновременно, при оди-

наковых условиях, но основная эксплуатируется 40 лет без сбоев, а резервная оказалась поврежденной на всем протяжении.

Современные изоляционные материалы и технологии капитального ремонта МН способны полностью исключить коррозию наружной поверхности труб. И сейчас такой ремонт с применением соответствующих материалов ведется и собственными силами предприятия, и с привлечением подрядчиков. Однако чтобы выполнить его в полном объеме, потребуется еще достаточно много времени.

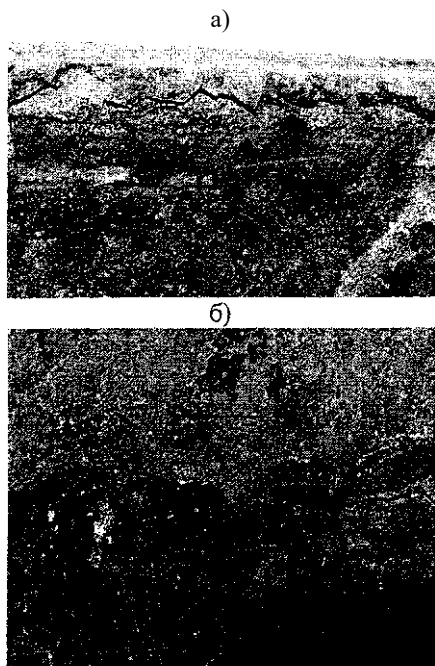


Рис. 1. Коррозионные повреждения сварных швов

излом не обнаруживается, объясняется просто: первичные усталостные трещины, возникающие на внутренней поверхности трубы, слизаются потоком нефти в результате развития коррозионно-эрозионных процессов повреждения [18].

Отметим, что известны и широко применяются многообразные методы экспериментального исследования коррозионно-механической усталости [8, 9, 11] и эрозии [19].

Так, авторами [8] предложена методика оценки стойкости к сероводородному растрескиванию газопромысловых труб по результатам коррозионно-механических испытаний полукольцевых образцов (при сжатии или растяжении) согласно схеме (рис. 2). В зависимости от направления приложения силы P создаются растягивающие напряжения наружной или внутренней поверхностях образцов.

В работе [9] исследовано влияние статических напряжений на скорость коррозии трубной стали на деформированных изгибом (по трехточечной схеме) образцах размером $180 \times 38 \times 10$ из промшовных сварных труб диаметром 820 мм (сталь 17ГС) в термостатированных условиях и перемешиваемой среде, представляющей смесь нефти с 3 %-ным хлоридом натрия в отношении 1:1. Скорость коррозии определялась по потере массы за 720 часов выдержки. Усталостные испытания проводили на машине с задаваемой амплитудой деформации (максимальная тангенциальная деформация 0,22 и 0,3 % или интенсивность деформации 0,25 и 0,34 % в наружных волокнах) чистым изгибом с частотой 50 циклов в минуту. Результаты испытаний представлены на рис. 3.

Однако, по имеющимся сведениям, комплексные методы испытаний на коррозионно-эрозионную усталость (КЭУ), отсутствуют.

Избавившись от крупных локальных дефектов и полностью защитив наружную поверхность от коррозионных повреждений, срок эксплуатации МН в этом случае будет зависеть только от скорости накопления коррозионно-эрозионных повреждений внутренней поверхности труб. Если добиться минимальных значений скорости внутренней коррозии можно будет эксплуатировать МН до 80-100 лет [4]. В этой связи возникает необходимость разработки методики комплексных испытаний образцов, вырезанных из трубной стали, с учетом влияния коррозионно-эрозионных процессов в условиях циклических нагрузок.

В работах [16, 17] на основе статистического анализа эксплуатационной нагруженности установлено, что фактически линейные участки нефтепровода работают в нестационарном режиме; число циклов их нагружения за амортизационный срок превышает 5×10^5 циклов, а сопротивление усталости трубной стали снижается примерно на 15 - 17 %. Следовательно, речь должна идти о многоциклового усталости материала труб нефтепровода. Тот факт, что при анализе эксплуатационных разрушений труб типично усталостный

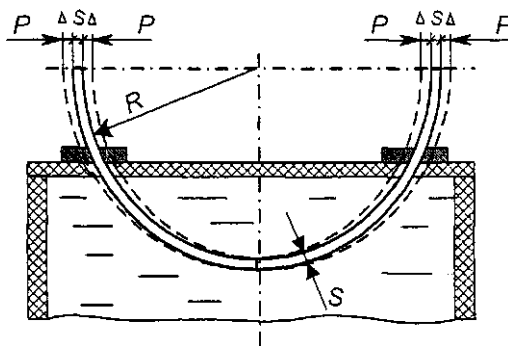


Рис. 2. Схема испытаний полукольцевых образцов в коррозионной среде согласно [8]

Предлагаемый метод испытаний. При разработке метода испытаний на КЭУ, по нашему мнению, следует имитировать:

- а) циклическое нагружение образцов с целью определения предела выносливости трубной стали на базе 10^6 и/или 10^7 циклов;
- б) воздействие сырой нефти на образец при давлении, соответствующем (и превышающим) рабочее давление на линейных участках МН;
- в) скорость потока нефти в трубопроводе;
- г) размеры испытуемого образца должны быть такими, чтобы его можно было вырезать из трубы с наименьшей толщиной стенки (8 - 10 мм).

Нетрудно заметить, что реализация требований б и в представляет определенные технические затруднения, поэтому желательно методическое решение, которое позволило бы указанные затруднения ослабить.

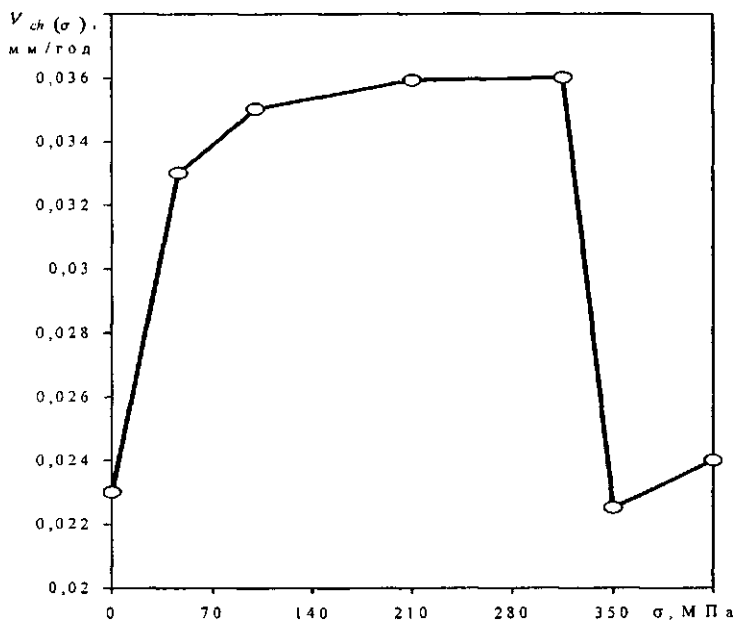


Рис. 3. Влияние статических напряжений на скорость общей коррозии трубной стали 17ГС в среде нефти + 3 %-ный хлорид натрия (1:1) [9]

На рис. 4 предложена схема испытаний: консольный изгиб с вращением цилиндрического образца с рабочим сечением $d_0 = 6$ мм. Испытания осуществляются по симметричному циклу. В работе [16] дано обоснование приемлемости и достоинств испытаний при указанном цикле нагружения. Линейная скорость при вращении образца должна быть равна скорости движения потока нефти по трубопроводу: это обеспечивается соответствующим приводом.

Что же касается внутреннего давления, то оно создается не в испытательной камере, а путем воздействия контртела на образец (см. рис. 4). Тогда касательное (фрикционное) напряжение τ_w [20]:

$$\tau_w = \frac{f_s \cdot F_N}{A_a} = \frac{F_s}{A_a} \quad (1)$$

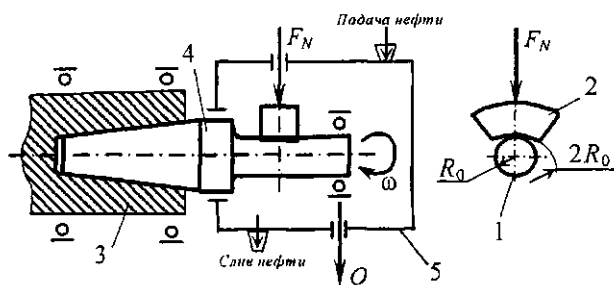


Рис. 4. Схема испытаний на коррозионно-эрозионную усталость:
1 - образец; 2 - контробразец; 3 - шпindel; 4 - цанга; 5 - камера с нефтью

Величину τ_w , для натуральных условий, определяем по формуле

$$\tau_w = f_w \rho_L V_{LF}^2 / 2, \quad (2)$$

где A_d – площадь контакта; f_s – коэффициент трения контробразца по образцу; F_N – контактная сила; f_w – коэффициент взаимодействия жидкой пленки со стенками трубы; ρ_L – плотность перекачиваемого продукта; V_{LF}^2 – скорость жидкости в пленке.

Методика предусматривает, что в процессе испытаний достигается равенство фрикционных напряжений (1) и (2).

Особенность контактного взаимодействия образца и контробразца состоит в том, что диаметр контактной поверхности контробразца вдвое превышает диаметр образца ($d_k = 2d_0$). Поэтому контакт реализуется по узкой полоске, а между образцом и контробразцом реализуется конструктивный клин, в который затягивается нефть при вращении образца. Если контакт между образцом и контробразцом будет чисто жидкостным, то контробразец играет лишь роль устройства для создания рабочего давления на площадке контакта; последняя организуется в зоне растяжения изгибаемого образца. Непрерывное движение нефти через конструктивный клин и площадку контакта обуславливает либо эрозию (если среда слабо агрессивна), либо коррозионную эрозию (если среда агрессивна по отношению к металлу образца).

Таким образом, предложенный метод испытаний имитирует все основные условия работы внутренних поверхностей труб линейного участка нефтепровода.

Технические требования к испытательной машине. На основании изложенного разработаны следующие технические требования к машине, на которой можно производить испытания на КЭУ образцов, вырезанных из труб нефтепровода:

- рабочий диаметр образца составляет 5-6 мм, чтобы иметь возможность вырезать образцы непосредственно из материала труб, в том числе длительно эксплуатируемых, а также 10 мм - для проведения контрольных испытаний согласно ГОСТ;
- рабочий радиус кривизны контробразца 5-6 мм, с возможностью варьирования как формой, так и материалом контробразца;
- диапазон изменения частоты испытаний от 200 -об/мин, что соответствует скорости движения нефти в трубопроводе - 1 м/с, до 3000 об/мин, с целью проведения ускоренных и стандартных испытаний;
- диапазон изменения циклических напряжений: от нуля, что соответствует свободному течению потока нефти, до напряжений, равных пределу текучести новейших трубных сталей (~ 500 - 600 МПа);
- диапазон изменения фрикционных напряжений: от нуля, чтобы иметь возможность проведения сравнительных испытаний, до уровня фрикционных напряжений, вызываемых прогоном внутритрубных снарядов, в особенности очистных скребков [16].

Погрешность задания нагрузочных параметров не должна превышать 1 %.

Машина должна управляться от ПЭВМ и иметь информационно-измерительную систему для измерения и регистрации основных параметров испытаний (скорость вращения образца, число циклов нагружения, температура в зоне контакта, смещение системы образец - контробразец в направлении оси образца и др.); специальная программа должна служить для обработки и представления опытных данных (в виде таблиц и/или графиков).

По мнению авторов, прототипом подобной машины может служить одна из автоматизированных машин серии СИ [20].

ЛИТЕРАТУРА

1. Новые подходы к диагностике дефектов в трубопроводах // Трубопроводный транспорт нефти. - 1998.-№7.-С. 31-34.
2. Оценка допустимости коррозионных дефектов (по материалам доклада проф. Руди м. Дениса на конф. по диагностике в Амстердаме) // Трубопроводный транспорт нефти. - 1997. - № 4. - С. 28-34.
3. Оценка коррозионного состояния и защищенности нефтепроводов средней и поздней эксплуатации / Н.П. Глазов, К.Л. Шамшетдинов, О.Н. Носонов и др. // Трубопроводный транспорт нефти. - 1999. - №8.-С. 18-20.
4. Оценка пригодности трубопроводов с коррозионными повреждениями // Трубопроводный транспорт нефти. - 2000. - № 4. - С. 42 - 43.
5. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов / В.В. Курочкин, Н.А. Малюшин, О.А. Степанов, А.А. Мороз. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2001.-231 с.
6. Оценка коррозионного состояния и защищенности нефтепроводов средней и поздней эксплуатации / Н.П. Глазов, К.Л. Шамшетдинов, О.Н. Носонов и др. // Трубопроводный транспорт нефти. - 1999. - № 8.-С. 18-20.

7. Штин И.В., Хижняков В.И. Анализ внутренней коррозии нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» на основе результатов диагностики // Трубопроводный транспорт нефти. - 1998. - № 11, - С. 26-28.
8. Гутман Э.М., Зайнулин Р.С. К методике длительных коррозионно-механических испытаний металла газопромысловых труб // Заводская лаборатория. - 1987. - № 4. - С. 63 - 65.
9. Гутман Э.М. Металлохимия металлов и защита от коррозии. - 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Металлургия, 1981.-271 с.
10. Зайнулин Р.С. Кинетика механохимического разрушения. - Уфа: Баштехинформ, 1996.
11. Абдулин И.Г., Гареев А.Г., Худяков М.А. Анализ стадий зарождения и развития малоциклового коррозионной усталости металла магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1999.-№6.-С. 31-34.
12. Испытания ингибиторов коррозии нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 2003. - № 6. - С. 33 -34.
13. Оценка надежности подводных переходов магистральных нефтепроводов / Д.Х. Ким, С.В. Кононов, В.И. Скибо и др. // Трубопроводный транспорт нефти. - 1998. - № 5. - С, 5 - 19.
14. Костюченко А. А., Москвич В.М., Чуйков С.П. Контроль состояния и ремонт подводных участков магистральных трубопроводов // Диагностика-2001: Материалы Одиннадцатой междунар. деловая встреча, Тунис, апрель 2001 г. - М.: ИРЦ Газпром, 2001. -Т. 2. Ч. 2 - С. 72 - 75.
15. Азметов Х.А. Анализ напряженного состояния подземных трубопроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1999. - № 1. - С. 40 - 42.
16. Воробьев В.В. Особенности эксплуатационной нагруженности и повреждения линейных участков нефтепровода: Автореф. дис..... канд. техн. наук: 01.02.06 / БелГУТ. - Гомель, 2002. - 20 с.
17. Сосновский Л.А., Воробьев В.В. Влияние длительной эксплуатации на сопротивление усталости трубной стали // Проблемы прочности. - 2000. - № 6. - С, 44 - 53.
18. Черняев К.В. Научно-технические проблемы обеспечения высокой надежности трубопроводного транспорта нефти на современном этапе // Трубопроводный транспорт нефти. -1997. - № 9. - С. 21 -23.
19. Эрозия: Пер. с англ. / Под ред. К. Пирс. - М.: Мир, 1982. - 464 с.
20. Сосновский Л.А. Основы трибофатики. - Гомель: БелГУТ, 2003. - 478 с.