

Влияние длительной эксплуатации на сопротивление усталости трубной стали

Л. А. Сосновский^а, В. В. Воробьев^б

^а НПО “Трибофатика”, Гомель, Беларусь

^б Белорусский государственный университет транспорта, Гомель, Беларусь

Приведены результаты испытаний на усталость образцов, вырезанных из трубы нефтепровода “Дружба” диаметром 630 мм, в состоянии поставки (материал трубы – сталь 018ГС2) и после длительной эксплуатации. Установлено, что сопротивление усталости основного металла в результате длительной эксплуатации снизилось на 14,9%, сварного соединения – на 9,5%. Анализ показал, что при эксплуатации линейных участков нефтепровода имеет место непрерывная и существенная деградация свойств материала внутренней поверхности трубы; именно она лимитирует эксплуатационную надежность трубопровода.

В процессе эксплуатации механические свойства материалов изменяются, обычно ухудшаются. По мнению авторов работ [1–6], можно отметить четыре основных фактора, которые приводят к деградации свойств материала: воздействие механических нагрузок, температуры, среды и излучений.

В данной работе представлены результаты экспериментального исследования влияния длительной эксплуатации на изменение свойств трубной стали 018ГС2. Авторы исходили из предположения, что применительно к трубам нефтепровода основными повреждающими факторами служат механическая нагрузка, создаваемая внутренним давлением, и среда (перекачиваемая нефть).

В настоящее время при анализе работоспособности труб нефтепроводов внутреннее давление обычно рассматривается [6–9] как статическая нагрузка. Однако известны отдельные работы, например [5, 10], в которых показано, что в действительности давление в трубе при ее эксплуатации непостоянное – оно изменяется вследствие неизбежного изменения условий транспортировки нефти.

В этой связи выполнен статистический анализ эксплуатационной нагруженности линейных участков нефтепровода “Дружба” в пределах Беларуси. По данным 400000 измерений давления за 1992–97 гг. установлено, что давление при эксплуатации труб является случайной величиной – оно подвержено непредсказуемому разбросу. В качестве примера на рис. 1 представлен график изменения давления на выходе насосно-подкачивающей станции “Пинск”. Видно, что размах давления находится в интервале 0,5... 3,0 МПа, т.е. давление оказывается переменным при любом режиме эксплуатации. Параметры процесса нагруженности различны в разные сезоны (зима, весна, лето, осень), а отклонение давления от среднесуточного может достигать 1 МПа, что составляет более 30% максимального (~ 3 МПа). Параметры процесса нагруженности линейных участков нефтепровода из-

меняются не только по сезонам и ежемесячно, но и естественно по годам (рис. 2). При этом в связи с увеличением срока работы нефтепровода эксплуатационные давления постепенно снижаются. Так, среднегодовое давление на одном из участков нефтепровода снизилось от 2,8 МПа в 1992 г. до 2,52 МПа в 1997 г. А среднесуточное давление по сезонам эксплуатации за 1992 и 1997 гг. изменялось так: лето – 2,82 и 2,7 МПа, зима – 2,89 и 2,38 МПа, осень – 2,75 и 2,51 МПа, весна – 2,76 и 2,48 МПа соответственно (рис. 2).

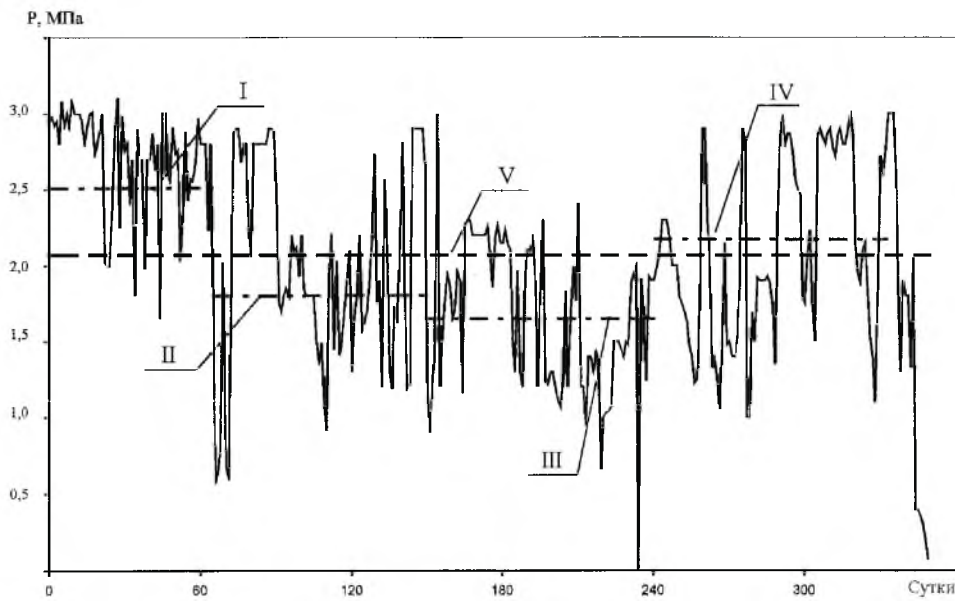


Рис. 1. Изменение среднесуточного давления P на выходе насосно-подкачивающей станции «Пинск» за 1997 г.: $I - P_{\text{ср(зима)}} = 2,51$ МПа; $II - P_{\text{ср(весна)}} = 1,8$ МПа; $III - P_{\text{ср(лето)}} = 1,65$ МПа; $IV - P_{\text{ср(осень)}} = 2,17$ МПа; $V - P_{\text{ср(год)}} = 2,07$ МПа.

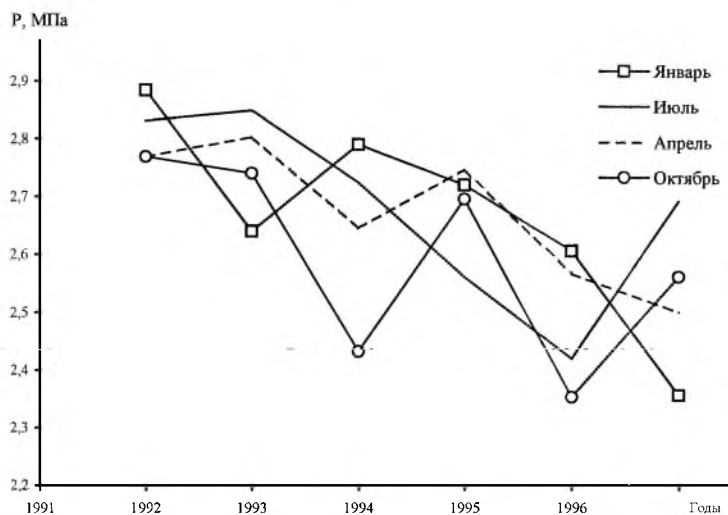


Рис. 2. Изменение среднего давления по сезонам за 1992–97 гг.

На основании этого анализа предприняли попытку исследовать изменение сопротивления усталости трубной стали в связи с длительной эксплуатацией. В литературных источниках практически отсутствуют подобные сведения, ибо обычно изучают свойства трубной стали 018ГС2 (прочность, пластичность, трещиностойкость, твердость) при статическом нагружении. Нами разработана оригинальная методика проведения сравнительных испытаний на усталость образцов, вырезанных из трубы нефтепровода “Дружба” диаметром 630 мм, до и после 34 лет эксплуатации. Из трубы вырезали повторяющие ее форму длинномерные образцы прямоугольного сечения двух типов: I (основной металл) и II (сварной шов в опасном сечении) – рис. 3. Испытания осуществляли на вибростенде ЭГВ-10/200. Напряжения в опасном сечении образцов определяли экспериментально путем проведения комплекса специальных тензометрических исследований в динамическом режиме.

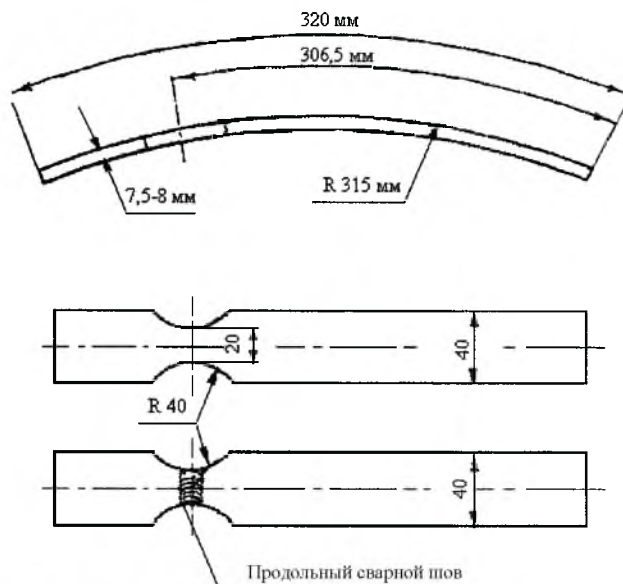


Рис. 3. Схемы образцов для испытаний на усталость.

Испытания осуществляли ускоренным методом [11]. Образцы устанавливали и консольно закрепляли с помощью специального приспособления на столе вибростенда (рис. 4). Затем в образцах возбуждали резонансные изгибные колебания с некоторой частотой f_p , которая входит в область собственных частот образца ($f_{\min} \leq f_p \leq f_{\max}$), такой, что при этом их свободные концы колеблются с заданной амплитудой A , а в опасном сечении возникает амплитуда напряжений σ_a . Уровень напряжений регулировали путем изменения массы, закрепленной на конце образца, оставляя неизменной рабочую частоту f_p испытаний.

В процессе испытаний контролировали стабильность задаваемых параметров (амплитуду A колебаний свободного конца образца, частоту f_p испытаний, величину a виброускорения) и число циклов. Образцы испытывали непрерывно до наступления предельного состояния или до базы

испытаний $N_6 = 10^6$ цикл, так как трубопровод работает в области малоциклового усталости. В качестве критерия предельного состояния выбрано снижение амплитуды A колебания свободного конца образца приблизительно на 10%, что соответствовало появлению усталостной трещины размером примерно 1,0 мм.

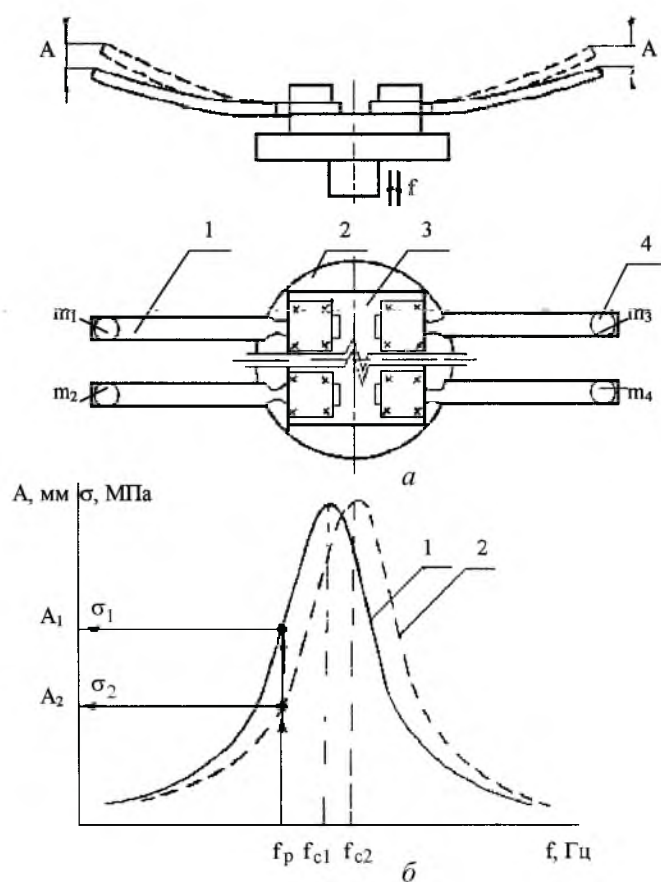


Рис. 4. Схема испытания на усталость многообразцовым резонансным методом с регулированием собственной частоты образца грузами массой m (1 – образцы; 2 – стол вибростенда; 3 – приспособление; 4 – грузы) – а и амплитудно-частотные характеристики образцов массой m_1 (1) и m_2 (2), где $m_1 > m_2$ – б.

Для ускоренной экспериментальной оценки значений параметров функций распределения предела выносливости образцов испытания осуществляли по методу “вверх–вниз”. Первую группу образцов исследуемой серии нагружали напряжением σ_0 , соответствующим ожидаемому значению предела выносливости. Уровни напряжений в образцах второй группы устанавливали в зависимости от результатов испытаний образцов первой группы. Если образец первой группы разрушался до принятой базы испытаний, то закрепленный на его место образец второй группы нагружали напряжением на $\Delta\sigma \approx 20$ МПа меньшим, чем предыдущий. В противном случае напряжение для образца второй группы повышали на ту же величину ($\Delta\sigma \approx 20$ МПа).

Испытания последующих групп образцов исследуемой серии выполняли аналогично. До начала испытаний экспериментально регистрировали амплитудно-частотную характеристику образцов, по которой устанавливали область резонансных колебаний, необходимую для задания режима нагружения. Всего по методу “вверх–вниз” испытано 140 образцов. Результаты испытаний представлены на рис. 5 и 6.

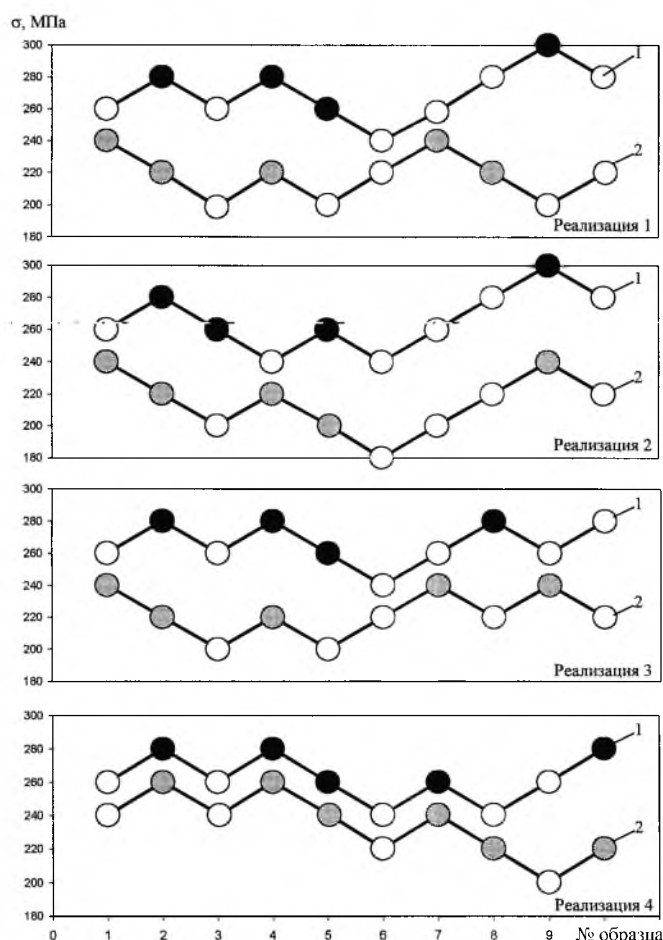


Рис. 5. Результаты испытаний на усталость основного металла нефтепровода методом “вверх–вниз” до (1) и после (2) эксплуатации. (Здесь и на рис. 6: темные и заштрихованные точки – образцы разрушились, светлые – разрушение не произошло.)

Основной вывод, который следует из этих данных, состоит в том, что сопротивление усталости образцов трубной стали 018ГС2 после длительной эксплуатации систематически и существенно ниже, чем до эксплуатации; это справедливо как для основного металла (рис. 5), так и для сварных соединений (рис. 6). Нижняя граница неразрушающих напряжений для основного металла оказалась равной 240 МПа до эксплуатации и 180 МПа после длительной наработки (уменьшение составило 25%). С другой стороны, верхняя граница разрушающих напряжений (на данной базе испытаний) достигла 300 МПа (реализации 1 и 2 на рис. 5) до эксплуатации и

только 260 МПа (реализация 4 на рис. 5) после длительной эксплуатации (снижение на 7%). Аналогичные выводы можно сделать и для сварных соединений (рис. 6). Если нижние границы неразрушающих напряжений составляли 185 и 125 МПа (уменьшение на 32%), то их верхние границы оказались равными 245 и 185 МПа (снижение на 25%) соответственно для исходных образцов и образцов после 34 лет эксплуатации.

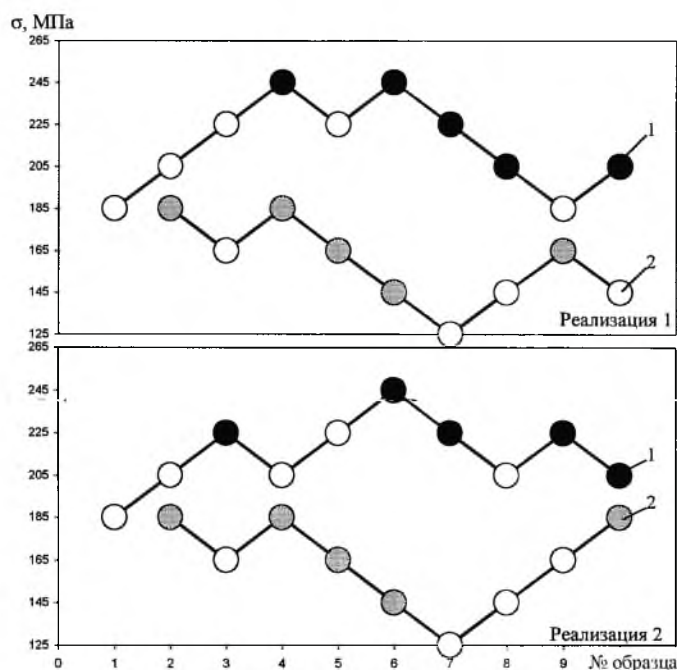


Рис. 6. Результаты испытаний на усталость продольного сварного шва нефтепровода методом “вверх–вниз” до (1) и после длительной (2) эксплуатации.

На основании статистической обработки результатов испытаний [12], представленных на рис. 5 и 6, вычислены параметры предельных напряжений – среднее значение предела выносливости

$$\bar{\sigma}_{-1} = \sigma_0 + \Delta\sigma \left[\frac{\sum in_i}{\sum n_i} \pm 0,5 \right]$$

и его среднеквадратическое отклонение

$$S_{\bar{\sigma}_{-1}} = 1,62 \Delta\sigma \left[\frac{\sum n_i \sum i^2 n_i - (\sum in_i)^2 + 0,029}{(\sum n_i)^2} \right],$$

где σ_0 – наиболее вероятное значение предела выносливости для испытуемого материала, МПа; $\Delta\sigma$ – степень изменения напряжений, $\Delta\sigma = 20$ МПа;

i – порядковый номер ступени, полагая $i=0$ для наименьшего значения напряжений; n_i – количество разрушенных образцов на каждой ступени нагружения; $\sum n_i$ – общее количество испытанных образцов.

Эти параметры приведены в таблице. Видно, что в результате длительной эксплуатации предел выносливости основного металла снизился на 14,9%, его среднеквадратическое отклонение – на 18%, предел выносливости сварных швов – на 9,5%, его среднеквадратическое отклонение – на 24%. Таким образом, общая деградация свойств весьма существенна, при этом повреждение основного металла оказалось более высоким, чем сварного соединения (~ на 50%). С другой стороны, уровень сопротивления усталости, оцениваемый средним значением предела выносливости, для сварных соединений систематически и существенно ниже, чем для основного металла: 200 и 265 МПа (снижение на 24%) до эксплуатации и 181 и 226 МПа (уменьшение на 20%) после эксплуатации. Заметим, что рассеяние пределов выносливости сварных соединений, как правило, больше, чем рассеяние пределов выносливости основного металла.

Результаты усталостных испытаний основного металла (над чертой) – рис. 7,а
и сварного соединения (под чертой) – рис. 7,б

| Характеристика | До эксплуатации | После эксплуатации | Изменение, % |
|-------------------------------|-----------------|--------------------|--------------|
| $\bar{\sigma}_{-1}$, МПа | 265,5 | 226,0 | -14,9 |
| | 200,0 | 181,0 | -9,5 |
| $S_{\bar{\sigma}_{-1}}$, МПа | 14,02 | 11,50 | -18,0 |
| | 18,30 | 13,90 | -24,0 |
| $v_{\bar{\sigma}_{-1}}$ | 0,051 | 0,053 | +3,7 |
| | 0,092 | 0,077 | -16,3 |
| m_N | 4,4 | 5,2 | +15,4 |
| | 11,7 | 3,8 | -67,5 |
| $N_G \cdot 10^{-5}$, цикл | 5,706 | 5,880 | +3,0 |
| | 5,829 | 6,279 | +7,2 |

Примечание. “+” обозначает увеличение характеристики, “-” – ее уменьшение; $v_{\bar{\sigma}_{-1}}$ – коэффициент вариации.

По статистическим результатам испытаний (рис. 5 и 6) построены средневероятностные кривые усталости (рис. 7), что позволяет оценить основные параметры трубы нефтепровода (таблица). Установлено, что показатель наклона кривой усталости m_N основного металла после эксплуатации увеличился на 15,4%, а сварного шва, наоборот, снизился на 67,5%. Точка перелома кривой усталости N_G для основного металла сдвинулась вправо на 3%, для сварного шва – на 7,2%.

Далее была предпринята попытка хотя бы опосредственно оценить вклад коррозионного фактора в общую деградацию сопротивления усталости трубной стали после 34 лет эксплуатации. В процессе статистических испытаний образцов (их толщина равна толщине стенки трубы, при этом

рабочие поверхности, конечно, не подвергались никакой обработке), установлено, что количество магистральных усталостных трещин в рабочем сечении существенно различается на наружной и внутренней поверхностях трубы, хотя условия нагружения были одинаковыми (реализован симметричный цикл изгиба в одной плоскости). Соответствующие данные представлены на рис. 8, из которого можно сделать следующие заключения. Во-первых, для образцов исходного металла установлено, что количество повреждений на внутренней поверхности трубы (17%) значительно меньше, чем на наружной поверхности (83%). После эксплуатации картина меняется на обратную: 60% повреждений на внутренней поверхности против 40% повреждений на наружной. Таким образом, если до эксплуатации внутренняя поверхность трубы была прочнее наружной, что обусловлено условиями прокатки и гибки трубы, то после эксплуатации, наоборот, прочнее оказалась наружная поверхность. И объясняется это именно коррозионным повреждением и, следовательно, разупрочнением внутренней поверхности вследствие длительного взаимодействия с жидкой средой – нефтью. Действительно, толщина стенки трубы после длительной эксплуатации в некоторых зонах уменьшилась на 13% ввиду развития процессов коррозионной эрозии. Этот “механический фактор” был учтен предварительно при определении действительных напряжений в образцах, подвергаемых усталостным испытаниям.

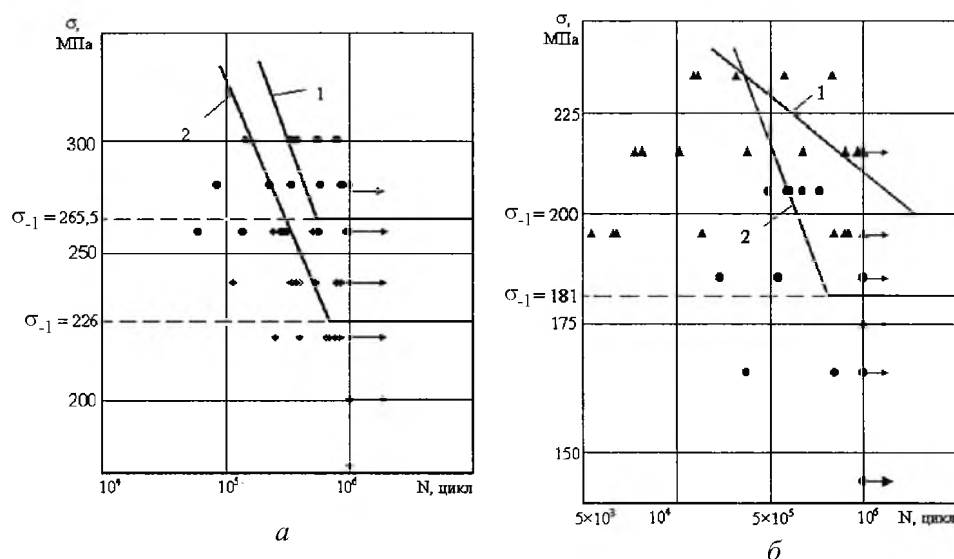


Рис. 7. Кривые усталости основного металла трубы нефтепровода (а) и продольного сварного шва (б): 1 – до эксплуатации; 2 – после длительной эксплуатации.

Во-вторых, для сварных соединений установлено (рис. 8), что наружная поверхность в любой ситуации имеет более высокое сопротивление усталости, чем внутренняя. Это, по-видимому, во многом обусловлено технологическими особенностями формирования сварного шва по толщине стенки трубы. Однако здесь обнаруживается важная особенность: после длитель-

ной эксплуатации на наружной поверхности усталостные трещины в данных условиях испытаний вообще не образуются – все 100% трещин возникли на внутренней поверхности. Следовательно, снижение сопротивления усталости сварных соединений проявляется только за счет деградации свойств на внутренней поверхности трубы – так велико влияние коррозионного повреждения на снижение свойств сварного соединения. Конечно, для более детального анализа установленных закономерностей необходимы дальнейшие исследования повреждений тонкими физико-химическими методами.



Рис. 8. Распределение количества усталостных трещин на наружной и внутренней поверхности образцов трубной стали до и после эксплуатации. (Цифры – количество трещин, %.)

Чтобы подтвердить полученные выводы, проведены специальные испытания образцов (их толщина равна толщине стенки трубы) с надрезом на наружной (первая серия) и внутренней (вторая серия) стенке на ударную вязкость. Испытания подтвердили сделанный вывод, обнаружив снижение ударной вязкости после длительной эксплуатации на 19% только с внутренней стороны трубы.

Таким образом, установлено, что при эксплуатации линейных участков нефтепровода имеет место непрерывная и существенная деградация свойств материала внутренней поверхности трубы; именно она и лимитирует эксплуатационную надежность трубопровода.

Резюме

Представлено результати випробувань зразків, що вирізані з труби нафтопроводу “Дружба” діаметром 630 мм у стані поставки (матеріал труби – сталь 018ГС2) та після тривалої експлуатації. Установлено, що опір втомі основного металу в результаті тривалої експлуатації зменшився на 14,9%,

зварного з'єднання – на 9,5%. Аналіз показав, що при експлуатації лінійних ділянок нафтопроводу має місце неперервна і суттєва деградація властивостей матеріалу зовнішньої поверхні труби; саме вона лімітує експлуатаційну надійність трубопроводу.

1. Троценко В. Т., Сосновский Л. А. Сопротивление усталости металлов и сплавов: Справочник. В 2 т. – Киев: Наук. думка, 1987. – 1304 с.
2. Троценко В. Т., Красовский А. Я., Покровский В. В. и др. Сопротивление материалов деформированию и разрушению: Справочное пособие. В 2 т. – Киев: Наук. думка, 1993. – 990 с.
3. Гумеров А. Г., Зайнулин Р. С., Ямалеев К. М., Росляков А. В. Старение труб нефтепроводов. – М.: Недра, 1995. – 218 с.
4. Ямалеев К. М., Абраменко Л. А. Деформационное старение сталей в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов // Пробл. прочности. – 1989. – № 11. – С. 125 – 128.
5. Оценка допустимой дефектности нефтепроводов с учетом их реальной нагруженности // Стр-во трубопроводов. – 1991. – № 12. – С. 37 – 41.
6. Красовский А. Я., Красико В. Н. Трещиностойкость сталей магистральных трубопроводов. – Киев: Наук. думка, 1990. – 176 с.
7. Фокин М. Ф., Трубицын В. А., Никитина Е. Ф. Оценка эксплуатационной долговечности магистральных нефтепроводов в зоне дефектов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 51 с.
8. Черняев К. В. Научно-технические проблемы обеспечения высокой надежности трубопроводного транспорта нефти на современном этапе // Трубопроводный транспорт нефти. – 1997. – № 9. – С. 21 – 23.
9. Черняев В. Д., Ясин Э. Д., Галюк В. Х., Райхер И. И. Эксплуатационная надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 166 с.
10. 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.
11. А. с. СССР № 1762182. Способ испытания материалов в условиях фреттинг-усталости / Л. А. Сосновский, В. А. Шлотгауэр, А. В. Богданович // Открытия. Изобретения. – 1992. – № 34. – С. 168.
12. Степнов М. Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний: Справочник. – М.: Машиностроение, 1985. – 231 с.

Поступила 18. 10. 99