

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПЫТАНИЙ РЕМОНТНЫХ УСИЛЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

*А.Г. Гумеров (ИПТЭР), В.А. Воробьев (ОАО «Транснефтепродукт»),
А.А. Александров (МГТУ им. Н.Э. Баумана)*

В настоящее время нормативные документы по ликвидации аварий и повреждений на нефтепродуктопроводах не предусматривают испытаний накладных элементов. Между тем гидравлические испытания являются единственным и радикальным методом проверки герметичности и прочности конструктивных элементов и продуктопровода в целом.

Необходимо отметить, что накладные усилительные элементы сосудов и аппаратов подвергаются обязательным испытаниям на прочность и герметичность.

Практическая реализация испытаний накладных элементов не представляет технических сложностей. Испытания могут осуществляться достаточно просто и быстро, например, путем использования подпорных или поршневых масляных насосов. Это, главным образом, обусловлено малыми объемами пространства между поверхностью накладного элемента и трубы. Для этого, в теле накладных элементов должны предусматриваться специальные отверстия для подвода испытательной жидкости.

Ниже дано обоснование целесообразности испытаний накладных усилительных элементов нефтепродуктопроводов.

Вначале рассмотрим основные требования к испытаниям нефтепродуктопроводов.

Как известно нефтепродуктопроводы рассчитывают в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*.

Испытания, как правило, проводятся повышенным давлением P_n (в сравнении с рабочим давлением P), при этом обеспечивается определенный запас прочности n_n : $n_n = P_n/P$. В соответствии с требованиями СНиП III-42-80 минимальное значение $n_n = 1,1$. Верхнее (максимальное) значение n_n ограничивается

величиной заводского испытательного давления $P_{зав}$, которое в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*, определяется величиной нормативного предела текучести по формуле $P_{зав} = P_{и}(1,9\delta_{мин} \cdot R_2^H) / D_{вн}$, где $\delta_{мин}$ - минимальная толщина стенки; R_2 - нормативное сопротивление растяжению металла труб, принимаемое равным пределу текучести σ_T ($\sigma_{0,2}$).

При этом окружные напряжения при испытаниях составляют 0,95 от σ_T . Заметим, что, по СНиП 2.05.06-85*, допускается принимать испытательные окружные напряжения, равные σ_T . В этом случае $P_{и} = P_{иmax} = 2 \sigma_T / D_{вн} = 2\delta \sigma_T (D_{н} - 2\delta)$, где $D_{н}$ - наружный диаметр трубы.

Рабочее давление в трубопроводе, по СНиП 2.05.06-85*, рассчитывается по формуле $P = (2 \cdot \delta \cdot R_1) / \bar{n} (D_{н} - 2\delta)$, где \bar{n} - коэффициент надежности по рабочему давлению ($\bar{n} = 1,0 - 1,5$); R_1 - расчетное сопротивление растяжению. Величина R_1 определяется по формуле $R_1 = (R_1^H \cdot \bar{m}) / (K_1 \cdot K_{н})$, где \bar{m} - коэффициент условий работы трубопровода ($\bar{m} = 0,6 - 0,9$); K_1 - коэффициент надежности по материалу ($K_1 = 1,34 - 1,55$); $K_{н}$ - коэффициент надежности по назначению ($K_{н} = 1 - 1,5$); R_1^H - нормативное сопротивление растяжению, принимаемое равным временному сопротивлению металла труб σ_B .

На основании приведенных формул следует, что $n_{и} = P_{и} / P = K_{ТВ} \cdot K_1 \cdot K_{н} (\bar{n} / \bar{m})$, где $K_{ТВ} = \sigma_T / \sigma_B$.

Необходимо отметить, что множитель $K_1 \cdot K_{н} / \bar{m}$ в последней формуле представляет собой коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению металла труб σ_B и его принято обозначать через n_B . Соответствующий

коэффициент запаса прочности по пределу текучести n_T равен: $n_T = \frac{\sigma_T}{\sigma_p}$, где σ_p -

рабочее окружное напряжение в элементе. Для некоторых трубопроводов ($K_1 = 1,47$; $K_{н} = 1,0$; $\bar{n} = 1,15$; $\bar{m} = 0,9$) $n_{и} \approx 1,9 \cdot K_{ТВ}$. При этом $n_B = 1,63$, что заметно ниже, чем в сосудах, работающих под давлением ($n_B = 2,4$).

В работе обоснована целесообразность испытаний конструктивных элементов трубопроводов по параметрам испытаний.

Существующие в настоящее время методы и средства диагностики неразрушающего контроля технического состояния не обеспечивают достаточную и объективную информацию о фактической дефектности металла и их сварных соединений элементов трубопроводов. В связи с этим вероятность эксплуатации трубопроводов с недопустимыми дефектами, в том числе с трещинами, достаточно велика. Экономическая эффективность эксплуатации трубопроводов, отработавших расчетной срок службы, очевидна, однако последствия от разрушений могут перекрыть все ожидания. Поэтому вопрос о продлении срока эксплуатации трубопроводов должен решаться на базе всестороннего анализа напряженного состояния, дефектности материала и сварных соединений, изменения свойств конструктивных элементов и металла и др. Методы прогнозирования работоспособности трубопроводов недостаточно совершенны и требуют большего количества информации, получение которой связано с большими материальными и трудовыми затратами. В связи с этим практический интерес представляют разработки таких методов оценки ресурса труб, которые гарантировали бы безопасную эксплуатацию в период назначенного срока последующей работы при минимальных затратах на проведение обследования технического состояния.

В настоящей работе предлагается производить оценку срока последующей эксплуатации труб по параметрам гидравлических испытаний и эксплуатации. В качестве основного параметра, обеспечивающего заданный ресурс сосуда или аппарата, принято отношение испытательного $P_{и}$ давления к рабочему $P_{р}$. Этот параметр может варьироваться либо за счет изменения испытательного давления, либо рабочего давления. В основу метода положен следующий консервативный подход, обеспечивающий определенный запас прочности. Полагается, что в стенках труб могут иметь место дефекты, в том числе трещины и трещиноподобные дефекты. Причем допускается, что размеры дефектов, например, трещин могут изменяться в широких диапазонах: от размеров, соответ-

ствующих разрушающей способности средств диагностики, до критических, зависящих от параметров испытаний и эксплуатации. Под критическими понимаются те дефекты, которые при данном испытательном давлении могут остаться в теле труб, но могут и вызвать разгерметизацию или разрушение. За расчетные параметры при оценке срока последующей эксплуатации берутся критические размеры дефектов, в частности критическая глубина несквозного поверхностного протяженного трещиноподобного дефекта. В результате расчетов дается нижняя оценка долговечности (время или число циклов до разрушения сосуда), обеспечивающая запас прочности и безопасность эксплуатации. Предложенные методы позволяют установить количественную взаимосвязь между параметрами испытаний и эксплуатации с показателями работоспособности при статическом и малоцикловом нагружении, в том числе и в условиях одновременного действия механических нагрузок и коррозионных рабочих сред.

Предложенные методы базируются на современных достижениях механики разрушения и механохимии металлов, а также на большом объеме экспериментальных и натурных исследований закономерностей напряженного состояния, прочности и долговечности сварных сосудов при различных эксплуатационных условиях.

Отличительной особенностью предложенных методов расчета является тот факт, что в расчетных формулах для оценки прочности и долговечности учитываются изменения конфигурации и свойств металла в окрестности вершины трещиноподобных дефектов через эмпирические коэффициенты, которые найдены экспериментально путем испытаний при статическом и малоцикловом нагружениях. При оценке долговечности труб в условиях одновременного действия механических напряжений и коррозионных сред исходили из возможности реализации в вершине трещины таких условий, при которых достигается максимальная степень механохимических процессов и коррозии. Достоверность основных положений методики, а также использование жестких (дающих запас прочности) условий и допущений позволяют принимать коэф-

фициенты запаса прочности по долговечности, равными единице. Кроме того, следует учитывать положительные эффекты, возникающие после разгрузки труб при гидравлических испытаниях: снятие остаточных напряжений; выявление дефектов; реализация в зоне дефектов остаточных напряжений сжатия; притупление вершины трещиноподобных дефектов; снижение краевых сил и моментов в области сопряжения конструктивных элементов различной формы и размеров и др. Все эти факторы способствуют повышению работоспособности.

Следует отметить, что гидравлические испытания следует рассматривать не только как проверку на прочность и герметичность, но и как метод активной диагностики, обеспечивающий действительный запас прочности и долговечности в отличие от расчетных коэффициентов запаса прочности по пределу текучести n_T и прочности n_B .

Варьируя параметрами испытаний, представляется возможным обеспечивать необходимый срок эксплуатации труб. Совмещение гидравлических испытаний с контролем металла методами акустической эмиссии или тензометрии представляет возможность исключить разгерметизацию и разрушение труб при испытаниях.

Методические рекомендации распространяются на трубопроводы из низколегированных сталей, в том числе и на магистральные нефте- и газопроводы, проектируемые в соответствии со СНиП.

Предложены методы определения ресурса в зависимости от параметров режима гидравлических переиспытаний трубопроводов и их элементов.

С целью предупреждения возможности разгерметизации трубопроводов при гидравлических испытаниях целесообразно производить контроль металла методом акустической эмиссии.

Рекомендации предназначены для использования при оценке периодичности переиспытаний трубопроводов.

Определение ресурса при длительном статическом нагружении

Исходными данными для расчетов являются: фактическая толщина стенки трубы δ_0 ; величина рабочего P_p и испытательного $P_{и}$ давления (они должны определяться в соответствии со СНиП 2.05.06-85*); временное сопротивление металла, нормативный коэффициент запаса прочности n_b ($n_b = \sigma_b / \sigma_p$, где σ_p - окружное напряжение в трубопроводе при рабочем давлении); v_0 - скорость коррозии в данной рабочей среде и др.

Время до наступления предельного состояния (долговечность) трубопровода определяется по формуле (Р.С. Зайнуллин):

$$t = \frac{\delta_0}{v_0} \cdot \frac{(n_{и} - 1)}{n_b \cdot K_{ук}}, \quad (1)$$

где $n_{и} = P_{и} / P_p$; $K_{ук}$ - коэффициент усиления коррозии от действия механических напряжений в зоне дефекта, который определяется экспериментально или по формуле:

$$K_{ук} = (K_{ст} n + 1) \exp\left(\frac{1}{\sqrt{3}} K_{и} C n^n\right). \quad (2)$$

Здесь $K_{и} = V / RT$; (V - мольный объем металла; R и T - универсальная газовая постоянная и абсолютная температура соответственно); C и n - константы деформационного упрочнения, определяемые по результатам механических испытаний ($C = 800 \dots 1200$ МПа, $n = 0,1 \dots 0,25$ - для трубных сталей). Для выполнения расчетов могут быть использованы графики (рисунок 1,2).

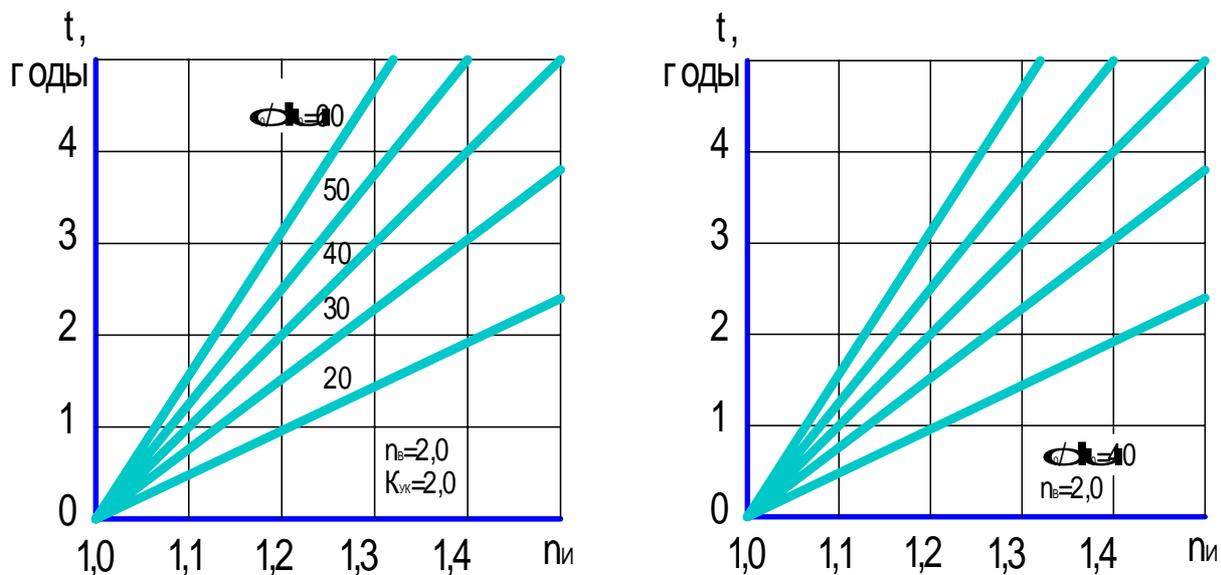


Рисунок 1 – Графики зависимости t_p от n_n и $K_{ук}$

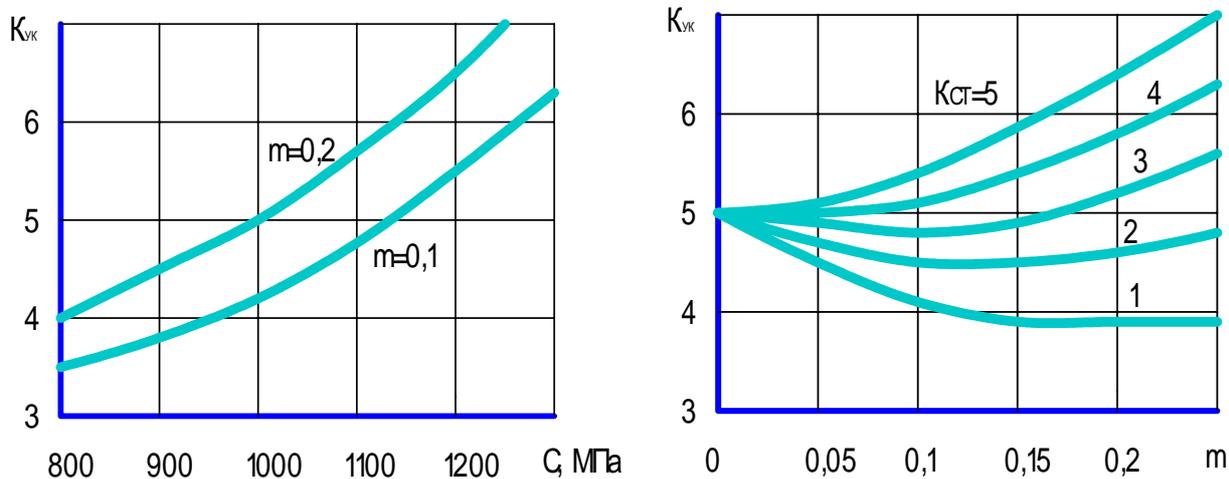


Рисунок 2 – Графики зависимости $K_{ук}$ от C и m

Безопасный срок эксплуатации трубопровода определяется по формуле:

$$t_p = t/n_{ст}, \quad (3)$$

где $n_{ст}$ - коэффициент запаса прочности по долговечности при статическом нагружении. Допускается принимать $n_{ст} = 1,0$.

Оценка малоциклового долговечности

Полагается, что трубопровод работает при пульсирующем (отнулевом) цикле нагружения, когда максимальное давление цикла P_{max} равно рабочему, а минимальное давление $P_{min} = 0$. Такой подход дает нижнюю оценку малоцикло-

вой долговечности. Кроме того, в этом случае отпадает необходимость использования диаграмм изменения давления в трубопроводе.

Число циклов нагружения до наступления предельного состояния N_p в зависимости от параметров испытаний и эксплуатации определяется по формуле:

$$N_p = \beta \cdot N_o \cdot n_h^{1/m}, \quad (4)$$

где β , N_o и $m_{и}$ - константы. Для трубных низколегированных сталей $\beta = 0,4$; $N_o = 225$; $m_{и} = 0,215$. В этой формуле коэффициент запаса прочности по глубине трещины n_h определяется по формуле:

$$n_h = (n_b - 1) / (n_b - n_{и}). \quad (5)$$

По заданному количеству циклов нагружения $[N]$ рассчитывается необходимое значение коэффициента запаса при испытаниях $[n_{и}]$:

$$[n_{и}] = n_b - (n_b - 1) / (\beta \cdot N_o / [N])^{m_{и}}. \quad (6)$$

При одновременном действии малоцикловых нагрузок и коррозионных сред долговечность определяется по формулам:

при заданном количестве циклов нагружения $[N]$

$$t = \bar{t} (1 - [N] / \bar{N}); \quad (7)$$

при заданном времени до разрушения $[t]$

$$N = \bar{N} (1 - [t] / \bar{t}); \quad (8)$$

где \bar{t} и \bar{N} - долговечности, определяемые по формулам (3) и (4).

Допускаемое число циклов нагружения

$$N_p = N / n_b, \quad (9)$$

где n_b - коэффициент запаса прочности по долговечности. Допускается принимать $n_b = 1,0$.

При выполнении расчетов могут быть использованы графики, построенные на рисунках 3, 4, 5.

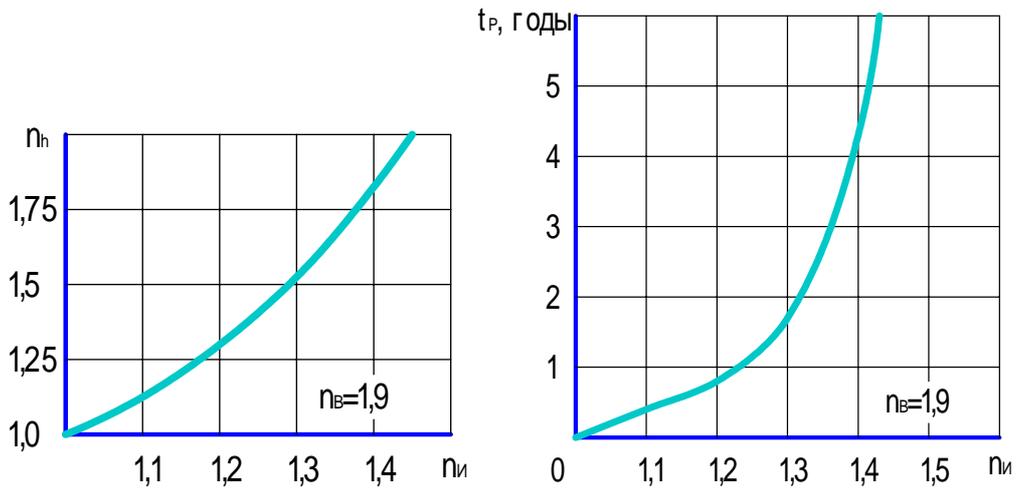


Рисунок 3 –Графики зависимости n_h и t_p от $n_{и}$ при $n_b = 1,9$

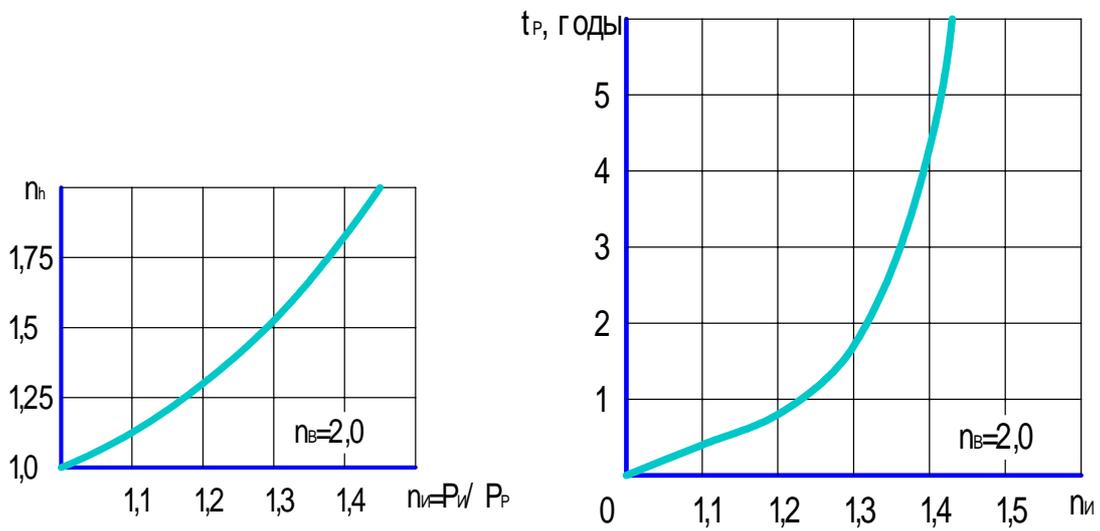


Рисунок 4 – Графики зависимости n_h и t_p от $n_{и}$ при $n_b = 2,0$

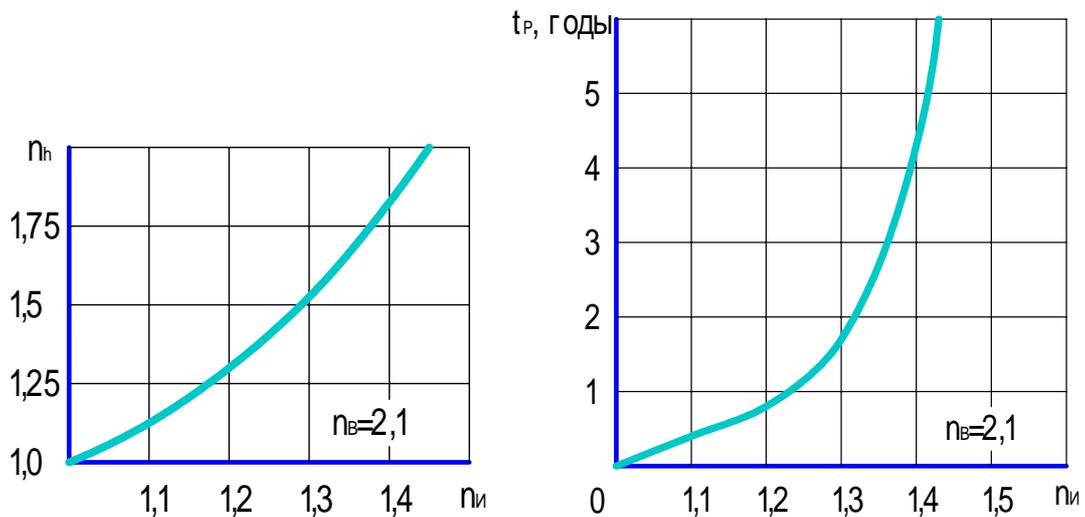


Рисунок 5 – Графики зависимости n_h и t_p от $n_{и}$ при $n_b = 2,1$

В условиях длительного статического нагружения долговечность определяется по формуле:

$$t = \frac{\delta_o}{v_o} \cdot \frac{[P_p / (P_p - \Delta P) - 1]}{n_b \cdot K_{ук}}, \quad (10)$$

где $\Delta P = P_p - P_p^H$ - величина снижения рабочего давления; P_p^H - новое значение рабочего давления в трубопроводе.

В случае малоциклового нагружения долговечность трубопровода рассчитывается по формуле (4).

При этом величина n_h корректируется по формуле

$$n_h = (n_b - 1) / [n_b - P_p / (P_p - \Delta P)]^\ell. \quad (11)$$

Для оценки эффективности испытаний повышенным давлением допускается определение N_p по формуле:

$$N_p = 10n_b^{12,5}. \quad (12)$$

В заключении необходимо отметить, что при оценке эффективности испытаний накладных элементов можно использовать формулу (12) с подстановкой вместо n_b значения $n_{и}$:

$$N_p = 10n_{и}^{12,5}. \quad (13)$$

В соответствии с этой формулой увеличение $n_{и}$ от 1,25 до 1,5 приводит к росту малоциклового долговечности с $N_p = 162$ до $N_p = 1590$ циклов нагружения до разрушения.