

<https://doi.org/10.21122/2227-1031-2025-24-6-428-435>

УДК 620.791

## Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефтегазопроводов за пределами нормативного срока службы путем восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений

Канд. техн. наук, доц. А. С. Снарский<sup>1)</sup>, инж. А. Н. Янушонок<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь),

<sup>2)</sup>Учреждение образования «Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой» (Новополоцк, Республика Беларусь)

**Реферат.** Работа посвящена обеспечению безопасности магистральных нефтегазопроводов, эксплуатируемых за пределами нормативного срока службы в условиях Республики Беларусь, путем их диагностирования и последующей восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений. В процессе эксплуатации нефтегазопроводов происходит снижение ударной вязкости металла труб и особенно их сварных соединений. Это приводит к повышению вероятности возникновения и развития трещин и дальнейшему аварийному разрушению магистрального нефтегазопровода. В связи с этим предложен новый процесс восстановительного ремонта нефтегазопровода, включающий специальную термическую обработку материала стыков труб, имеющих пониженные значения ударной вязкости. На основании экспериментально-статистической модели прироста ударной вязкости определены технологические параметры проведения специальной термической обработки сварных соединений магистральных нефтегазопроводов, эксплуатируемых за пределами нормативного срока службы. Процесс восстановительного ремонта на заданных режимах позволяет обеспечить относительное увеличение ударной вязкости материала до 50 % и коррозионной стойкости материала до 4 %. Предложен способ диагностирования линейной части магистрального нефтегазопровода, основанный на определении ударной вязкости материала нефтегазопровода и определяющий момент его остановки для выполнения ремонтных работ, отличающийся использованием интерполяционного полинома Лагранжа, связывающего наработку трубопровода с изменением ударной вязкости его материала, характеризующийся уменьшением погрешности расчетов и устанавливающий возможность двукратного продления срока службы после восстановительного ремонта специальной термической обработкой.

**Ключевые слова:** метод ремонта, сварное соединение, механические свойства, ударная вязкость, коррозионная стойкость, безопасность, оценка долговечности, продление ресурса

**Для цитирования:** Снарский, А. С. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефтегазопроводов за пределами нормативного срока службы путем восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений / А. С. Снарский, А. Н. Янушонок // *Наука и техника*. 2025. Т. 24, № 6. С. 428–435. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2025-24-6-428-435>

## Ensuring the Safe Operation of Main Oil and Gas Pipelines Beyond Their Normal Service Life by Restorative Heat Treatment of Annular Welded Joints

A. S. Snarsky<sup>1)</sup>, A. N. Yanushonak<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus),

<sup>2)</sup>Euphrosyne Polotskaya State University of Polotsk (Novopolotsk, Republic of Belarus)

**Abstract.** The study is devoted to ensuring the safety of mainline oil and gas pipelines operated beyond their normative service life in the Republic of Belarus, through their inspection and subsequent restorative heat treatment of circumferential welded

### Адрес для переписки

Снарский Андрей Станиславович  
Белорусский национальный технический университет  
просп. Партизанский, 77,  
220050, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел.: +375 17 350-71-55  
mipk@bntu.by

### Address for correspondence

Snarsky Andrey S.  
Belarusian National Technical University  
77, Partizansky Ave.,  
220050, Minsk, Republic of Belarus  
Tel.: +375 17 350-71-55  
mipk@bntu.by

joints. During the operation of oil and gas pipelines, the impact toughness of the pipe metal and especially of its welded joints decreases. This leads to an increased likelihood of crack initiation and growth and to subsequent catastrophic failure of the main oil and gas pipeline. In this regard, a new restorative repair process is proposed that includes a specialized heat treatment of the material of pipeline joints exhibiting reduced impact toughness. Based on an experimental-statistical model of impact-toughness recovery, technological parameters for performing the special heat treatment of welded joints in the main oil and gas pipelines operated beyond their normative service life were determined. Under specified regimes, the restorative repair process can provide a relative increase in material impact toughness of up to 50 % and an increase in corrosion resistance of up to 4 %. A diagnostic method for the linear sections of a main oil and gas pipeline is proposed, based on determining the material's impact toughness and thereby identifying the timing for shutdown to carry out repairs. This method is distinguished by the use of the Lagrange interpolation polynomial that relates pipeline operating time to changes in impact toughness; it reduces calculation error and establishes the possibility of a two-fold extension of service life following restorative repair by the special heat treatment.

**Keywords:** repair method, welded joint, mechanical properties, impact strength, corrosion resistance, safety, durability assessment, life extension

**For citation:** Snarsky A. S., Yanushonak A. N. (2025) Ensuring the Safe Operation of Main Oil and Gas Pipelines Beyond Their Normal Service Life by Restorative Heat Treatment of Annular Welded Joints. *Science and Technique*. 24 (6), 428–435. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2025-24-6-428-435> (in Russian)

## Введение

Условная суммарная длина магистральных нефтегазопроводов в Республике Беларусь составляет более 12 тыс. км. В своем большинстве они введены в эксплуатацию в начале семидесятых годов прошлого века, что определяет их возрастную структуру (табл. 1).

Таблица 1

**Возрастная структура магистральных нефтегазопроводов Республики Беларусь**  
**Age structure of main oil and gas pipelines of the Republic of Belarus**

Срок службы, лет	Протяженность, км	% от общей протяженности
До 10	605	5,0
11–20	989	8,2
21–33	3220,5	26,6
Более 33	7272	60,2

Срок службы большей части магистральных нефтегазопроводов, за исключением нефтепровода-перемычки Гомель – Горки, нефтепродуктопровода Полоцк – Фаниполь, а также отдельных участков, где в процессе реконструкции или капитального ремонта произведена полная переукладка труб, находится в диапазоне 40–60 лет, что превышает назначенный изначально срок службы. Старение магистральных нефтегазопроводов проявляется в деградации механических свойств основного металла и металла сварных соединений. Наиболее опасным проявлением протекающих деградиционных процессов является значительное снижение ударной вязкости трубного материала магистральных нефтегазопроводов [1, 2].

В процессе эксплуатации возможно снижение ударной вязкости ниже уровня, установленно-го действующими техническими нормативными правовыми актами. Исследования показывают, что значения ударной вязкости уже после 30 лет эксплуатации могут снижаться в 3 раза и более [2]. Наиболее высокая интенсивность деградиционных процессов наблюдается на участках со структурной неоднородностью, которыми являются в первую очередь сварные соединения [3]. Основным последствием снижения ударной вязкости является повышение вероятности развития трещин, что ведет к росту риска аварийного разрушения магистрального нефтегазопровода по ослабленным зонам. Согласно данным [4], 80 % аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах РУП «Гомельтранснефть «Дружба» происходило по зоне термического влияния продольного сварного соединения на конце труб или по кольцевым стыкам труб. Помимо развития трещин, происходящих в зоне с пониженной ударной вязкостью в качестве основной или сопутствующей причины, указываются коррозионные повреждения, которые также наиболее интенсивно развиваются в зоне сварных соединений [5].

В настоящий момент система обеспечения надежности и безопасности магистральных нефтегазопроводов Республики Беларусь основывается на проведении выборочных ремонтов по результатам внутритрубного диагностирования и капитального ремонта, во время которого производится замена изоляции и поврежденных участков. При этом систематического

контроля ударной вязкости материала не ведется и, как следствие, не производится замена участков труб, где ее значения не соответствуют требованиям технических нормативных правовых актов.

Таким образом, актуальными направлениями совершенствования эксплуатации магистральных нефтегазопроводов являются разработка и внедрение способа неразрушающего диагностирования их механических свойств, определяющего момент объективной необходимости остановки трубопровода с целью проведения ремонтных работ по восстановлению ударной вязкости материала кольцевых стыков.

### Основная часть

Восстановление ударной вязкости материала кольцевых стыков магистральных нефтегазопроводов в рамках проведения ремонтных работ может осуществляться при помощи специальной термической обработки непосредственно в полевых условиях. Для этой цели нами разработаны и запатентованы процесс восстановительного ремонта нефтегазопроводов (с применением специальной восстановительной термической обработки кольцевых сварных соединений) [6] и пламенный нагреватель для его осуществления [7].

Для определения требуемых технологических параметров проведения ремонтных работ по восстановлению ударной вязкости кольцевых стыков длительно эксплуатируемых нефтегазопроводов специальной восстановительной термической обработкой создана экспериментально-статистическая модель прироста ударной вязкости в зависимости от параметров обработки. Испытания проводились на образцах магистральных нефтепродуктопроводов Брянск – Дисна и Стальной Конь – Запад, которые подвергались термической обработке при температуре 580, 630, 680 и 730 °С в течение 15, 30 и 60 мин с последующим охлаждением с нагревательным устройством. После проведения специальной восстановительной термической обработки проводились механические испытания по определению значения ударной вязкости согласно ГОСТ 9454 и ГОСТ 6996 на образцах с U-образным надрезом.

Для статистической обработки полученных экспериментальных данных использовались методики [8]. С помощью многофакторного регрессионного анализа с использованием метода наименьших квадратов получена полиномиальная зависимость относительного увеличения ударной вязкости  $\Delta KCU$  в зависимости от параметров специальной восстановительной термической обработки (длительность выдержки образцов и температура термической обработки) образцов кольцевых стыков магистральных нефтегазопроводов, которая представлена уравнением:

$$\Delta KCU = -898,682 + 261,227 \frac{T}{100} - 18,267 \left( \frac{T}{100} \right)^2 + 0,734t - 0,008t^2, \quad (1)$$

где  $T$  – температура специальной восстановительной термической обработки, °С;  $t$  – время выдержки образцов, мин.

Оценка адекватности полученной модели проводилась с использованием критерия Фишера при 5%-ном уровне значимости. Для проведения расчетов использовался программный пакет статистического анализа STATISTICA, с помощью которого получено отображение трехмерной поверхности модели, представленной на рис. 1.

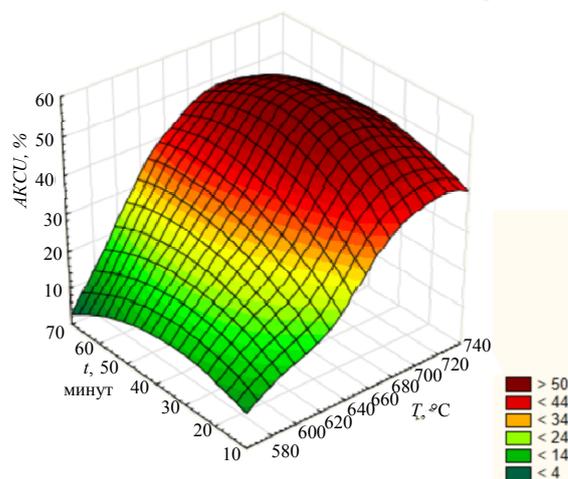


Рис. 1. Трехмерная поверхность зависимости прироста ударной вязкости  $\Delta KCU$  от температуры  $T$  и времени выдержки  $t$

Fig. 1. Three-dimensional surface of the dependence of the increase in impact toughness  $\Delta KCU$  on temperature  $T$  and holding time  $t$

Как видно из рис. 1, наибольший прирост ударной вязкости сварных стыков нефтегазопроводов при производстве ремонтных работ наблюдается в случае проведения специальной термической обработки при температуре 680–700 °С с выдержкой в течение 40–50 мин. При этом температурный фактор оказывает более значительный вклад в прирост ударной вязкости, чем продолжительность выдержки образцов.

Выявлено, что выполнение ремонтных работ кольцевых стыков магистральных нефтегазопроводов путем специальной термической обработки приводит к изменению значений твердости и предела прочности материала сварных соединений. Снижение составляет менее 10 %, а значения показателей твердости и прочности не выходят за рамки нормативных требований, что не ограничивает возможность выполнения ремонтных работ путем специальной термической обработки, исходя из требования обеспечения заданных изначально прочностных показателей. Коррозионные испытания в соответствии с ГОСТ 9.908 показали, что термическая обработка по предложенному режиму способствует также и повышению сопротивляемости коррозии (в среднем на 4 %) [9].

Одна из задач технического диагностирования объекта состоит в расчете его остаточного

ресурса в виде экстраполяции изменения в ретроспективе значений основного параметра, определяемых при текущем диагностировании, при условии сохранения существующих условий эксплуатации (рис. 2).

В качестве основного параметра при определении остаточного ресурса линейной части магистральных нефтегазопроводов принята ударная вязкость  $KCU$  материала их кольцевых сварных соединений. Это свойство в наибольшей степени определяет работоспособность трубопроводов, о чем было изложено выше (по результатам ряда исследований [1–3, 10]). При этом определение данного параметра возможно без вырезки образцов по результатам измерения твердости способом, предлагаемым в работе [11]. Скорость деградации ударной вязкости кольцевых сварных стыков магистральных нефтегазопроводов рассчитывается в результате измерения ее значений в процессе эксплуатации через определенные интервалы времени: начальное значение при вводе в эксплуатацию  $\Rightarrow$  диагностирование  $\Rightarrow \dots \Rightarrow$  окончание расчетного срока эксплуатации  $\Rightarrow$  восстановление значений ударной вязкости  $\Rightarrow$  диагностирование  $\Rightarrow$  расчет остаточного ресурса  $\dots \Rightarrow$  вывод из эксплуатации.

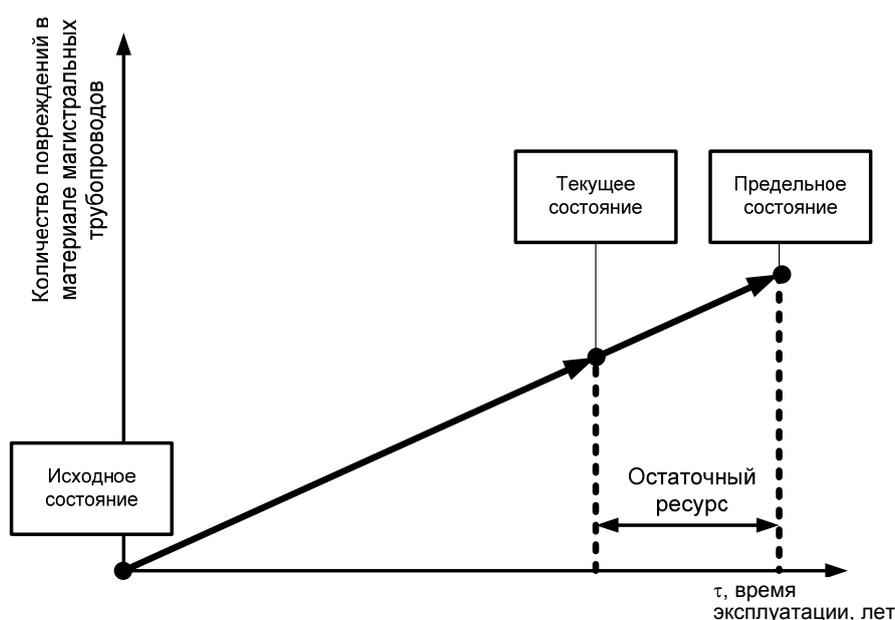


Рис. 2. Схема определения остаточного ресурса технического объекта

Fig. 2. Scheme for determining the residual life of a technical object

Изменение ударной вязкости кольцевых сварных соединений в течение эксплуатации не является монотонным. Точное определение скорости изменения ударной вязкости возможно при наличии трех и более измерений  $KCU$ . Для этого строится график в координатах « $KCU$  (МДж/м<sup>2</sup>) – время эксплуатации  $\tau$  (лет)», в котором значения  $KCU$  определены в узловых точках:

$$KCU(\tau_0), KCU(\tau_1), KCU(\tau_2), \dots, KCU(\tau_m),$$

где  $\tau_0, \tau_1, \tau_2, \dots, \tau_m$  – начальное (нулевое) и последовательные (1-е, 2-е, ...,  $m$ -е) значения наработки объекта.

Сглаживание графика производится путем аппроксимации его полиномиальной зависимостью  $KCU = KCU(\tau)$ . Для этого используется интерполяционный полином Лагранжа. По значениям функции  $KCU(\tau)$  в узловых точках находится целый многочлен  $L(\tau)$  наименьшей степени, который в заданных точках  $\tau_i$  ( $i = 0, 1, 2, \dots, m$ ), называемых узлами интерполирования, принимает те же значения, что и сама функция  $KCU(\tau)$ . При этом для любого  $\tau$  справедлива интерполяционная формула Лагранжа

$$KCU(\tau) = L(\tau) = \sum_{i=0}^{i=m} KCU(\tau_m) l_m(\tau). \quad (2)$$

Степень многочлена при этом не выше  $m$ . Для поиска полинома  $L(\tau)$ , удовлетворяющего указанным условиям, рассчитываем многочлены  $l_k(\tau)$

$$l_k(\tau) = \frac{(\tau - \tau_0) \cdot (\tau - \tau_1) \cdot \dots \cdot (\tau - \tau_{k-1}) \times \dots \times (\tau - \tau_{k+1}) \cdot \dots \cdot (\tau - \tau_m)}{(\tau_k - \tau_0) \cdot \dots \cdot (\tau_k - \tau_{k-1}) \cdot \dots \times (\tau_k - \tau_{k+1}) \cdot \dots \cdot (\tau_k - \tau_m)}, \quad (3)$$

где  $k = 0, 1, 2, \dots, m$ , которые соответственно индексу принимают значения 1 при  $\tau = \tau_k$  и обращаются в 0 при  $\tau = \tau_i$ , если  $i \neq k$ .

Интерполяционный полином Лагранжа равен сумме уравнений (3). С помощью экстраполяции интерполяционного многочлена  $KCU(\tau)$  находится точка пересечения графика с граничной горизонтальной линией, отстоящей от оси ординат на расстоянии  $KCU_{\text{доп}}$ , что определяет допустимое значение наработки трубопровода до предельного состояния его материала по критерию ударной вязкости. До этого момента времени трубопровод должен быть

остановлен, а материал его труб должен пройти восстановление указанного свойства (в нашем случае – специальной восстановительной термической обработкой).

Выбор полинома степени  $n$  основан на том факте, что через  $n + 1$  точку проходит единственная кривая степени  $n$ . Значения коэффициентов в этом случае находят решением системы уравнений:

$$KCU(\tau_0) = a_0 + a_1\tau_0^3 + a_2\tau_0^2 + a_3\tau_0;$$

$$KCU(\tau_{10}) = a_0 + a_1\tau_{10}^3 + a_2\tau_{10}^2 + a_3\tau_{10}; \quad (4)$$

$$KCU(\tau_{20}) = a_0 + a_1\tau_{20}^3 + a_2\tau_{20}^2 + a_3\tau_{20};$$

$$KCU(\tau_{30}) = a_0 + a_1\tau_{30}^3 + a_2\tau_{30}^2 + a_3\tau_{30}.$$

Значение ударной вязкости  $KCU_B$  после восстановительных работ определяют по формуле

$$KCU_B = k_B \cdot KCU_T \text{ (МДж/м}^2\text{)}, \quad (5)$$

где  $k_B = 1,4-1,6$  – коэффициент восстановления ударной вязкости;  $KCU_T$  – текущее значение ударной вязкости перед восстановительными работами.

Значения коэффициента восстановления ударной вязкости  $k_B$  должны быть обоснованы экспериментальными сведениями. Скорость падения ударной вязкости материала труб  $v_{KCU}$  устанавливают не менее той, которая была на последней стадии эксплуатации трубопровода:

$$v_{KCU} = (KCU_{(i-1)} - KCU_{(i)}) / n_{[(i)-(i-1)]} \text{ (Дж/(м}^2\text{·год))}, \quad (6)$$

где  $KCU_{(i-1)}$  – значение предпоследнего измерения усталостной вязкости, МДж/м<sup>2</sup>;  $KCU_{(i)}$  – то же последнего измерения усталостной вязкости, МДж/м<sup>2</sup>;  $n_{[(i)-(i-1)]}$  – длительность последней стадии работы трубопровода, лет.

Полагая, что средняя скорость деградации механических свойств материала трубопровода после восстановления в неблагоприятном случае будет не меньше соответствующей средней скорости его изменения на последней стадии эксплуатации, остаточный ресурс трубопровода  $\tau_{\text{ост1}}$  после первых восстановительных работ составляет

$$\tau_{\text{ост1}} = (KCU_{B1} - KCU_{\text{доп}}) / v_{KCU} \text{ (лет)}. \quad (7)$$

После наработки  $\tau_{\text{ост1}}$  может быть проведено очередное (второе) диагностирование с измерением ударной вязкости материала коль-

цевых сварных соединений труб. Прогноз на второй остаточный ресурс  $\tau_{ост2}$  трубопровода с предположением о сохранении скорости падения ударной вязкости материала труб будет следующий:

$$\tau_{ост2} = (KCU_{в2} - KCU_{доп}) / v_{KCU} \text{ (лет)}. \quad (8)$$

где  $KCU_{в2}$  – значение ударной вязкости после вторых восстановительных работ, МДж/м<sup>2</sup>.

**Пример определения остаточной долговечности** трубопровода диаметром 377 мм, изготовленного из стали 09Г2С.

Измеренные значения ударной вязкости материала: в момент ввода в эксплуатацию  $KCU_0 = 0,69$  МДж/м<sup>2</sup>, спустя 10 лет службы  $KCU_1 = 0,64$  МДж/м<sup>2</sup>, спустя 20 лет службы  $KCU_2 = 0,54$  МДж/м<sup>2</sup> и спустя 30 лет службы  $KCU_3 = 0,30$  МДж/м<sup>2</sup>. Допустимое значение ударной вязкости материала по критерию безопасности работы  $KCU_{доп} = 0,34$  МДж/м<sup>2</sup>.

Для нахождения интерполяционного полинома  $L(\tau)$  для зависимости (7) составлены многочлены 3-й степени:

$$l_0(\tau) = \frac{(\tau - \tau_1) \cdot (\tau - \tau_2) \cdot (\tau - \tau_3)}{(\tau_0 - \tau_1) \cdot (\tau_0 - \tau_2) \cdot (\tau_0 - \tau_3)} = \frac{(\tau - 10) \cdot (\tau - 20) \cdot (\tau - 30)}{(0 - 10) \cdot (0 - 20) \cdot (0 - 30)};$$

$$l_1(\tau) = \frac{(\tau - \tau_0) \cdot (\tau - \tau_2) \cdot (\tau - \tau_3)}{(\tau_1 - \tau_0) \cdot (\tau_1 - \tau_2) \cdot (\tau_1 - \tau_3)} = \frac{(\tau - 0) \cdot (\tau - 20) \cdot (\tau - 30)}{(10 - 0) \cdot (10 - 20) \cdot (10 - 30)};$$

$$l_2(\tau) = \frac{(\tau - \tau_0) \cdot (\tau - \tau_1) \cdot (\tau - \tau_3)}{(\tau_2 - \tau_0) \cdot (\tau_2 - \tau_1) \cdot (\tau_2 - \tau_3)} = \frac{(\tau - 0) \cdot (\tau - 10) \cdot (\tau - 30)}{(20 - 0) \cdot (20 - 10) \cdot (20 - 30)};$$

$$l_3(\tau) = \frac{(\tau - \tau_0) \cdot (\tau - \tau_1) \cdot (\tau - \tau_2)}{(\tau_3 - \tau_0) \cdot (\tau_3 - \tau_1) \cdot (\tau_3 - \tau_2)} = \frac{(\tau - 0) \cdot (\tau - 10) \cdot (\tau - 20)}{(30 - 0) \cdot (30 - 10) \cdot (30 - 20)};$$

Уравнения базисных многочленов  $l_i(\tau)$  следующие:

$$l_0(\tau) = -0,000167\tau^3 + 0,010\tau^2 - 0,183\tau + 1;$$

$$l_{10}(\tau) = 0,000500\tau^3 - 0,025\tau^2 + 0,300\tau;$$

$$l_{20}(\tau) = -0,000500\tau^3 + 0,020\tau^2 - 0,150\tau;$$

$$l_{30}(\tau) = 0,000167\tau^3 - 0,005\tau^2 + 0,033\tau.$$

Значения базисных многочленов в узловых точках, в которых они определены, равны 1, в остальных узловых точках равны 0. Условие служит проверкой правильности вычисления этих многочленов.

Умножаем  $l_i$  на значения  $KCU$  в узлах интерполяции и получаем:

$$l_0(\tau, KCU_1) = -0,000115\tau^3 + 0,0069\tau^2 - 0,126\tau + 0,69;$$

$$l_{10}(\tau, KCU_2) = 0,000320\tau^3 - 0,0160\tau^2 + 0,192\tau;$$

$$l_{20}(\tau, KCU_3) = -0,000270\tau^3 + 0,0108\tau^2 - 0,081\tau;$$

$$l_{30}(\tau, KCU_4) = 0,000050\tau^3 - 0,0015\tau^2 + 0,010\tau.$$

Сложением последних уравнений получаем интерполяционный полином Лагранжа

$$L(\tau, KCU_i) = -0,000015\tau^3 + 0,0002\tau^2 - 0,005\tau + 0,69 \text{ (МДж/м}^2\text{)}. \quad (9)$$

Расчетные значения  $KCU(\tau)$  в базовых точках: 0,69; 0,65; 0,55; 0,32. Средняя относительная погрешность прогноза не превышает 1 %.

Полином в каноническом виде для тех же исходных данных имеет вид

$$KCU(\tau) = 0,69 - 0,0000027\tau^3 - 0,00024\tau^2 - 0,00467\tau \text{ (МДж/м}^2\text{)}. \quad (10)$$

Значения  $KCU(\tau)$  в этом случае в базовых точках: 0,69; 0,62; 0,48; 0,26.  $KCU_{(\tau=27)} = 0,34$  МДж/м<sup>2</sup>,  $KCU_{(\tau=28)} = 0,31$  МДж/м<sup>2</sup>. Средняя относительная погрешность прогноза при использовании полинома в каноническом виде превышает погрешность прогноза при использовании полинома Лагранжа в 6–7 раз.

Решение уравнений (10) показывает, что материал трубопровода достигнет предельного состояния  $KCU_{доп}$  по критерию ударной вязкости к 27–29 годам службы. В этот момент времени значение ударной вязкости составляет 0,38 МДж/м<sup>2</sup>, трубопровод должен быть остановлен, а материал его труб должен пройти восстановление ударной вязкости (рис. 3).

Значение ударной вязкости после восстановительных работ  $KCU_{в}$  (первого ремонта) рассчитаем по формуле (9)

$$KCU_{в} = 1,58 \cdot 0,38 = 0,60 \text{ (МДж/м}^2\text{)},$$

где значение коэффициента восстановления ударной вязкости  $k_{в}$  выбрано равным 1,58.

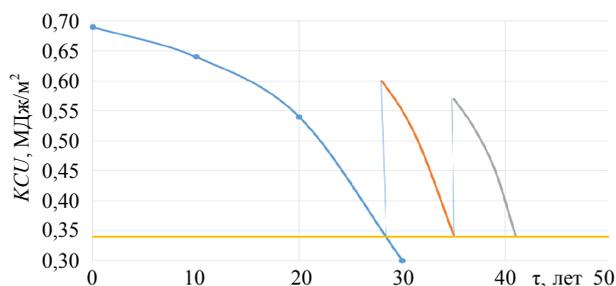


Рис. 3. Изменение ударной вязкости KCU материала (сталь 09Г2С) магистрального трубопровода во время его наработки  $\tau$  до и после восстановительных работ

Fig. 3. Change in the impact toughness KCU of the material (steel 09G2S) of the main pipeline during its operation  $\tau$  before and after restoration work

Расчетную скорость уменьшения ударной вязкости материала труб вычислим по (6)

$$v_{KCU} = (0,60 - 0,38) / 8 = 0,037 \text{ (МДж/м}^2 \cdot \text{год)}.$$

Остаточный ресурс трубопровода  $\tau_{ост1}$  составляет (7)

$$\tau_{ост1} = (0,60 - 0,34) / 0,037 = 7,02 \text{ (года)}.$$

Возможно и второе восстановление материала трубопровода за счет специальной восстановительной термической обработки, описанной выше. Полагая, что ударная вязкость материала будет восстановлена до значения 0,57 МДж/м<sup>2</sup>, а скорость ее падения сохранится, возможный к назначению остаточный ресурс  $\tau_{ост2}$  после второго ремонта составит

$$\tau_{ост2} = (0,57 - 0,34) / 0,037 = 6,21 \text{ (года)}.$$

Оценка экономической эффективности внедрения предложенного метода ремонта магистральных нефтегазопроводов специальной восстановительной термической обработкой осуществлялась путем сопоставления затрат на выполнение ремонтных работ с использованием технологии вырезки поврежденной секции и сварки новой [12]. Предполагаемый экономический эффект от реализации разработанного метода, оцененный на 1 июля 2025 г., для магистральных трубопроводов в зависимости от их диаметров может варьироваться от 128,22 до 276,49 руб. на один стык.

## ВЫВОДЫ

1. Установлен критерий обеспечения безопасности магистральных нефтегазопроводов, эксплуатируемых за пределами установленного нормативного срока службы, которым явля-

ется ударная вязкость материала их кольцевых стыков. Повышение эффективности капитального ремонта магистрального нефтегазопровода может быть достигнуто путем выявления кольцевых стыков с пониженными значениями ударной вязкости и последующего их восстановления с использованием предложенного метода специальной термической обработки.

2. Установлена зависимость скорости изменения ударной вязкости материала трубопровода во время его эксплуатации до и после выполнения восстановительных работ. Остаточный ресурс трубопровода (время его безопасной эксплуатации от ремонта до достижения предельного состояния) определяется путем интерполяции зависимости изменения ударной вязкости материала от восстановленного до допустимого значения. Определен также остаточный ресурс трубопровода после второго ремонта.

3. Предложен новый процесс восстановительного ремонта нефтегазопровода, включающий специальную термическую обработку материала стыков труб с его нагревом до температуры 680–700 °С патентоохранным пламенным нагревателем в течение 40–50 мин и охлаждением с нагревательным устройством, обеспечивающий относительное увеличение ударной вязкости материала до 50 % и коррозионной стойкости материала до 4 %.

4. Предложен способ диагностирования линейной части магистрального нефтегазопровода, основанный на определении ударной вязкости материала нефтегазопровода и определяющий момент его остановки для выполнения ремонтных работ, отличающийся использованием интерполяционного полинома Лагранжа, связывающего наработку трубопровода с изменением ударной вязкости его материала, характеризующийся уменьшением погрешности расчетов в 6–7 раз по сравнению с классическими методами интерполяции и устанавливающий возможность двукратного продления срока службы на 5–8 и 4–6 лет после восстановительного повышения ударной вязкости материала в 1,4–1,6 раза.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Иванцов, О. М. Надежность и безопасность магистральных трубопроводов России / О. М. Иванцов // Трубопроводный транспорт нефти. 1997. № 10. С. 26–31.

2. Нохрин, А. В. Старение сталей труб магистральных газопроводов / А. В. Нохрин, В. Н. Чувильдеев // Вестник Нижегородского университета имени Н. И. Лобачевского. 2010. № 5 (2). С. 171–180.
3. Старение труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р. С. Зайнуллин, К. М. Ямалеев, А. В. Росляков. М.: Недра, 1995. 218 с.
4. Бордовский, А. М. Прочностная надежность линейной части нефтепровода / А. М. Бордовский, В. В. Воробьев, Л. А. Сосновский. Гомель: НПО ТРИБОФАТИКА, 2004. 114 с.
5. Костюченко, А. А. Коррозионные повреждения внутренней поверхности труб длительно эксплуатируемых нефтепроводов / А. А. Костюченко // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы V Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 7–9 июня 2006 г. / редкол.: В. К. Липский [и др.]. Новополоцк, 2006. С. 62–63.
6. Патент BY 18468, МПК C21D 9/50, C21D 9/08, C21D 9/14, B23P 6/00. Способ восстановления ударной вязкости кольцевого сварного соединения магистрального трубопровода: № а 20120202; заявлено 13.02.2012; опубл. 30.08.2014 / А. С. Снарский, А. Н. Янушонок; заявитель Полоцкий государственный университет. URL: <https://elib.psu.by/bitstream/123456789/43058/1/18468.pdf>.
7. Патент BY 24373, МПК F 16L 53/00. Нагреватель для термообработки кольцевых сварных соединений магистрального трубопровода: а 20220315; заявлено 07.12.2022; опубл. 20.09.2024 / А. Н. Янушонок; заявитель Полоцкий государственный университет. 4 с.
8. Никитин, В. И. Моделирование и вычислительный эксперимент в строительно-технологических задачах: учеб. пособие / В. И. Никитин. Брест: БГТУ, 2001. 167 с.
9. Янушонок, А. Н. Изменение коррозионной стойкости участков сварных соединений магистральных трубопроводов, претерпевших длительную эксплуатацию, под влиянием высокотемпературного отпуска / А. Н. Янушонок, А. С. Снарский // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. F. Строительство. Прикладные науки. 2010. № 6. С. 95–102.
10. Пантелеенко, Ф. И. Оценка эффективности восстановительной термической обработки магистральных трубопроводов определением ударной вязкости металла неразрушающим косвенным методом / Ф. И. Пантелеенко, А. С. Снарский, А. Н. Янушонок // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9, № 1. С. 35–39.
11. Снарский, А. С. Неразрушающий метод определения механических характеристик металла труб магистрального трубопровода / А. С. Снарский, А. Н. Янушонок // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. В. Промышленность. Прикладные науки. 2024. № 2. С. 135–143.
12. Янушонок, А. Н. Оценка экономической эффективности восстановительной термической обработки сварных кольцевых соединений магистральных трубопроводов, проработавших длительное время / А. Н. Янушонок, В. Н. Стахейко // Вестник Полоцкого государственного университета. Сер. D. Экономические и юридические науки. 2012. № 6. С. 95–102.

## REFERENCES

1. Ivantsov O. M. (1997) Reliability and Safety of Russia's Main Pipelines. *Truboprovodnyi transport nefiti* [Oil pipeline transportation], (10), 26–31 (in Russian).
2. Nokhrin A. V., Chuvildeev V. N. (2010) Aging of Steel Pipelines of Main Gas Pipelines. *Vestnik Nizhegorodskogo Universiteta imeni N. I. Lobachevskogo = Vestnik of Lobachevsky University of Nizhni Novgorod*, (5), 171–180 (in Russian).
3. Gumerov A. G., Zainullin R. S., Yamaleev K. M., Roslyakov A. V. (1995) *Aging of Oil Pipeline Pipes*. Moscow, Nedra Publ. 218 (in Russian).
4. Bordovsky A. M., Vorobyov V. V., Sosnovsky L. A. (2004) *Strength Reliability of the Linear Section of the Oil Pipeline*. Gomel, Publishing House of NPO TRIBOFATIKA. 114 (in Russian).
5. Kostyuchenko A. A. (2006) Corrosion Damage to the Inner Surface of Pipes in Long-Term Operation of Oil Pipelines. *Nadezhnost' i bezopasnost' magistral'nogo truboprovodnogo transporta: materialy V Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf., Novopolotsk, 7–9 iyunya 2006 g.* [Reliability and Safety of Main Pipeline Transport: Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Scientific and Technical Conference, Novopolotsk, June 7–9, 2006]. Novopolotsk, 62–63 (in Russian).
6. Snarsky A. S., Yanushonok A. N. (2014) *Method for Restoring the Impact Toughness of a Ring Welded Joint of a Main Pipeline*. Patent BY No 18468 (in Russian).
7. Yanushonok A. N. (2024) Heater for Heat Treatment of Ring Welded Joints of Main Pipelines. Patent BY No 24373 (in Russian).
8. Nikitin V. I. (2001) *Modeling and Computational Experiment in Construction and Technological Problems*. Brest, Brest State Technical University. 167 (in Russian).
9. Yanushonok A. N., Snarsky A. S. (2010) Changes in Corrosion Resistance of Sections of Welded Joints of Main Pipelines That Have Undergone Long-Term Operation under the Influence of High-Temperature Tempering. *Vestnik Polotskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya F. Stroitel'stvo. Prikladnye nauki*, (6), 95–102 (in Russian).
10. Panteleenko F. I., Snarsky A. S., Yanushonok A. N. (2011) Evaluation of the Effectiveness of Restorative Heat Treatment of Main Pipelines by Determining the Impact Toughness of the Metal Using a Non-Destructive Indirect Method. *Neftegazovoe Delo* [Oil and Gas Business], 9 (1): 35–39 (in Russian).
11. Snarsky A. S., Yanushonok A. N. (2024) Non-Destructive Method for Determining the Mechanical Characteristics of Metal Pipes of the Main Pipeline. *Vestnik Polotskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya B. Promyshlennost'. Prikladnye nauki*, (2), 135–143 (in Russian).
12. Yanushonok A. N., Stakheyko V. N. (2012) Evaluation of the Economic Efficiency of Restorative Heat Treatment of Welded Ring Joints of Main Pipelines That Have Been in Operation for a Long Time. *Vestnik Polockogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya D. Ekonomicheskie i yuridicheskie nauki*, (6), 95–102 (in Russian).

Поступила 22.08.2025

Подписана в печать 24.10.2025

Опубликована онлайн 28.11.2025

Received: 22.08.2025

Accepted: 24.10.2025

Published online: 28.11.2025