

Восстановленные нефтегазопроводные трубы повторного применения для конструкций четвертой группы

Виталий Михайлович ГОРИЦКИЙ, доктор технических наук, директор института, e-mail: goritskiyvit@bk.ru

Георгий Рафаилович ШНЕЙДЕРОВ, кандидат технических наук, зав. лабораторией, e-mail: oem@stako.ru

ЗАО «ЦНИИПСК им. Мельникова», 117997 Москва, ул. Архитектора Власова, 49

Аннотация. Изучена возможность восстановительного ремонта стальных труб нефтегазового сортамента с целью их дальнейшего применения в строительстве. На девяти образцах труб разных сталей исследованы химический состав, микроструктура, содержание водорода, степень коррозионного повреждения труб, механические свойства при растяжении и ударном изгибе. На основе изменения значений относительного удлинения образцов при растяжении, ударной вязкости и определения доли межзеренного разрушения в хрупком изломе проведено установление суммарной степени охрупчивания труб в процессе эксплуатации. Используются два вида охрупчивания стали: механическое старение (пластическая деформация + старение) и межзеренное разрушение, вызванное ослаблением когезионной прочности границ зерен феррита и колоний перлита. Рассмотрена связь содержания водорода в металле с долей межзеренного разрушения в хрупком изломе. Исследована степень ослабления когезионной прочности, устанавливаемая по доле межзеренного разрушения, с изменением ударной вязкости под воздействием эксплуатационных факторов. Предложена схема оценки технического состояния диагностируемых труб с использованием критериев механической прочности, хладостойкости и необходимости ремонта поверхности труб. Приведена блок-схема последовательности операций при проведении диагностики технического состояния бывших в эксплуатации труб. По результатам исследований и испытаний проведена оценка пригодности восстановленных нефтегазовых труб к дальнейшей эксплуатации.

Ключевые слова: восстановленные трубы, язвенная коррозия, наводороживание, ударная вязкость, механические свойства при растяжении, межзеренное разрушение, структура стали.

RECOVERED RE-USE OIL AND GAS PIPELINE PIPES FOR STRUCTURES OF THE FOURTH GROUP

Vitaliy M. GORITSKIY, e-mail: goritskiyvit@bk.ru

Georgiy R. SHNEIDEROV, e-mail: oem@stako.ru

Melnikov Central Research and Design Institute of Steel Structures, ul. Architectora Vlasova, 49, Moscow 117997, Russian Federation

Abstract. The possibility of restoration repair of steel pipes of the oil and gas range for the purpose of their further application in construction was studied. On nine samples of pipes made of different steels, the chemical composition, microstructure, hydrogen content, degree of corrosion damage to pipes, mechanical properties under tension and impact bending have been investigated. Based on the change in the values of the relative tensile elongation of the samples, the impact toughness, and the determination of the fraction of intergranular fracture in a brittle fracture, the total degree of pipe embrittlement during operation was determined. Two types of steel embrittlement were used: mechanical aging (plastic deformation + aging) and intergranular fracture caused by a weakening of the cohesive strength of the grain boundaries of ferrite and pearlite colonies. The relationship of the hydrogen content in a metal with the fraction of intergranular fracture in a brittle fracture is considered. The degree of weakening of the cohesive strength, determined by the fraction of intergranular fracture, with a change in the impact strength under the influence of operational factors, is studied. A scheme for assessing the technical condition of the pipes being diagnosed using the criteria of mechanical strength, cold resistance and the need for repair of the pipe surface is proposed. A block diagram of the sequence of operations for diagnosing the technical condition of pipes that were in operation is proposed. Based on the results of studies and tests, an assessment of the suitability of recovered oil and gas pipes for further operation was made.

Key words: recovered pipes, pitting corrosion, hydrogenation, impact strength, mechanical properties under tension, intergranular fracture, steel structure.

Введение

Область применения проката в стальных конструкциях различного назначения существенно расширилась благодаря изменению № 2 к СП 16.13330.2017

«СНиП II-23-81* Стальные конструкции (с поправкой, изменениями № 1, 2)». Впервые введена группа конструкций 4 с возможностью их применения до температуры $t \leq -55$ °С с гарантией

ударной вязкости KCV при нормативном значении ≥ 34 Дж/см². К группе конструкций 4 согласно ГОСТ 27751–2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения»

относятся сооружения класса КС-1 — теплицы, парники, а также здания, в которых не предусматривается постоянное пребывание людей.

Введение нормативных требований к ударной вязкости для группы конструкций 4 открывает возможность рассмотреть перспективу использования восстановленных труб повторного применения. Еще в ГОСТ Р 55934—2013 «Трубы стальные для повторного применения. Правила приемки и маркировки» установлены правила приемки и маркировки стальных сварных и бесшовных труб повторного применения для строительства, ремонта и реконструкции объектов пониженного уровня ответственности. К сожалению, этот стандарт не получил практического применения, поскольку не содержал нормативных требований к допустимым характеристикам дефектов поверхности труб и их формы. Кроме того, отсутствовала информация о возможности учета степени повреждаемости металла под воздействием эксплуатационных факторов, таких как механическое старение и водородное охрупчивание, что к тому времени стало общеизвестным фактом.

За прошедшие годы накоплен большой объем сведений о физико-механических свойствах сталей труб, бывших в эксплуатации в течение длительного времени (25—50 лет). В исследованиях [1—4] показано значительное влияние длительности эксплуатации трубных сталей на их деформационное охрупчивание, в том числе на снижение коэффициента интенсивности напряжений K_{1C} (K_C) [4]. Другой вид повреждения сталей в процессе эксплуатации — коррозионное растрескивание под напряжением по водородному механизму и механизму анодного растворения [5, 6]. При этом водород,

проникая вглубь металла и располагаясь по дефектной структуре границ зерен феррита, способствует ослаблению когезионной прочности границ зерен. В результате в хрупком изломе с ростом содержания водорода возрастает доля межзеренного разрушения [7, 8].

Особый интерес вызывает явление язвенной коррозии, в результате действия которой происходит наводороживание металла. Несмотря на массовый характер этого явления, в литературе мало сведений о влиянии наводороживания на механические свойства сталей, включая сопротивление хрупкому разрушению. Согласно исследованию [8] в нефтепроводе диаметром 530 мм были выявлены единичные сквозные язвенные повреждения. В транспортируемой нефти присутствовала вода, сера, сероводород и другие элементы. При изучении 10 катушек труб, вырезанных из зон стенки трубы толщиной 8 мм с высокой акустической активностью, установлено, что водородная коррозия вызывает существенное ослабление когезионной прочности границ зерен [8]. Доля межзеренного разрушения в хрупких изломах составляет 15,8—35 %, достигая 50,5 % в плоскости прокатки.

В работе [9], выполненной с использованием комплекса исследований по состоянию поверхности и геометрии труб, структуре металла, механическим характеристикам при растяжении и ударном изгибе, получена информация о техническом состоянии сварных соединений труб и возможности их использования в капитальном строительстве. Показано, что даже с учетом заметной деградации механических характеристик трубных сталей имеется практическая возможность после восстановительного ремонта применять тру-

бы диаметром 1420 и 1020 мм при строительстве гражданских и промышленных объектов.

С целью определения технического состояния труб, бывших в эксплуатации, и возможности их дальнейшего использования необходимо разработать порядок и объем восстановительного ремонта и установить фактические механические характеристики стали.

Материалы и методика эксперимента

Химический состав металла труб определяли по результатам атомно-эмиссионного спектрального анализа по ГОСТ Р 54153—2010 «Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа», ГОСТ 18895—97 «Сталь. Метод фотоэлектрического спектрального анализа» на эмиссионном спектрометре АРГОН-5СФ.

В качестве материалов исследования выбрали бывшие в употреблении трубы нефтегазового сортамента диаметром 530—1420 мм. Механические свойства стали получили при статическом растяжении на испытательной машине ИМ-4Р пятикратных цилиндрических образцов (тип III по ГОСТ 1497—84 «Металлы. Методы испытаний на растяжение» (с изменениями № 1, 2, 3) с диаметром рабочей части 6 мм. Ударную вязкость устанавливали по ГОСТ 9454—78 «Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах» (с изменениями № 1, 2) с использованием продольных и поперечных образцов типа 1 и 11 с U- и V-образным надрезом. Испытания проводили в диапазоне температур от -80 до $+20$ °С.

Структуру сталей исследовали с помощью оптического микроскопа Неофот-32. Травление шлифов выполняли в 3 %-ном растворе HNO_3 в этиловом спирте. Размер зерна феррита опре-

1. Химический состав металла труб, % по массе

Условное обозначение плавков	Геометрические размеры труб, мм	Класс прочности	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Cu	Al	Ti	V	Nb
1	Ø 1220×12	K52	0,16	0,5	1,43	0,02	0,022	0,03	0,04	0,09	0,05	0,002	≤ 0,005	—
2			0,15			0,021	0,021				0,051			—
3	Ø 530×8	K52	0,2	0,46	1,4	0,02	0,035	0,05	0,09		0,01	—	—	—
4	Ø 720×7,6	K60	0,13	0,44	1,52	0,007	0,016	0,04	0,06	0,04		0,005	0,07	0,03
5	Ø 1420×17	K56	0,11	0,12	1,64	0,003	0,015	0,03	0,05	0,05	0,039	0,021	0,067	0,026
6	Ø 530×8	K52	0,14	0,32	1,4	0,005	0,014		0,02	0,02	0,03	0,006	0,005	0,033
7			0,13	0,3	1,35	0,007	0,017	0,09	0,03	0,04	0,04	0,007		0,03
8	Ø 720×8,5*	K52	0,09	0,35	1,49	0,006	0,012	0,06	0,06	0,1	0,032	0,018	—	0,05
9				0,39	1,47	0,003	0,015	0,1	0,07	0,11	0,026	0,024	—	

* Сталь содержит Mo 0,01 и 0,09 % по массе для плавков соответственно № 8 и № 9, Ca ≤ 0,001 и 0,004 % по массе для плавков соответственно № 6 и № 7.

2. Характеристики структуры исследуемых сталей

Условный номер плавки (марка стали)	Размер зерна феррита, мкм	Объемная доля перлита, %
№ 1 (17Г1С)	14,6	20
№ 2 (17Г1С)	16,2	18,8
№ 3 (17ГС)	15,1	25
№ 4 (10Г2СФБ)	4,4	16,3
№ 5 (10Г2ФБ)	6,6	13,8
№ 6 (12ГСБ)	6,3	17,5
№ 7 (12ГСБ)	6,8	16,3
№ 8 (10Г2Б)	5	11,3
№ 9 (10Г2Б)	4,9	11,3

Примечание. Микроструктура стали: феррит + перлит.

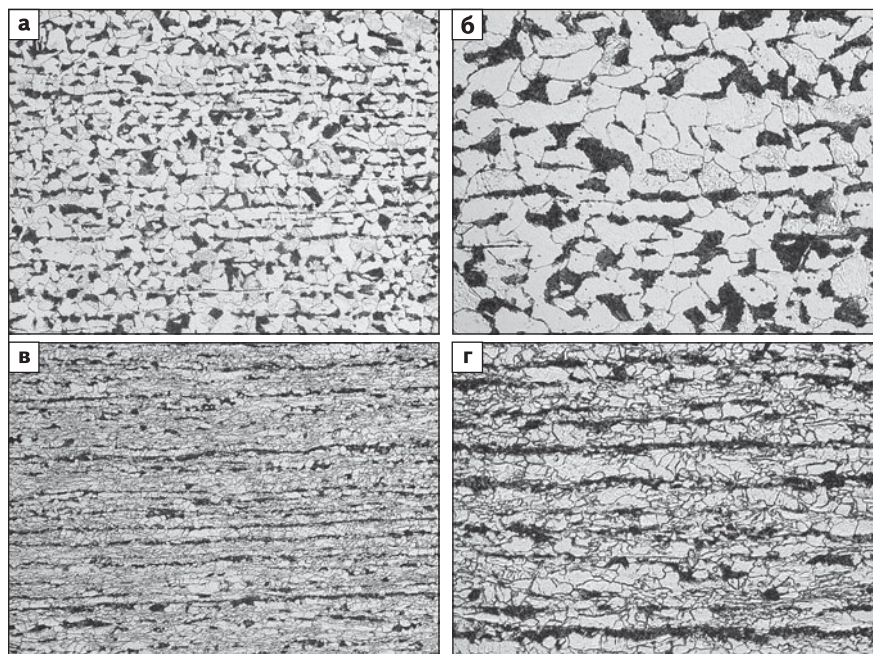


Рис. 1. Микроструктура сталей 17ГС (а, б) трубы Ø 530×8 мм и 09Г2ФБ (в, г) трубы Ø 1420×17 мм на продольных шлифах на расстоянии 1/4 от поверхности труб, а, в, ×200, б, г, ×500

деляли методом секущей по ГОСТ 5639–82 «Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна» (с изменением № 1). Электронно-фрактографические исследования изломов ударных образцов осуществляли с помощью электронного микроскопа TESLA BS-500 при ускоренном напряжении 90 кВ. Для оценки количества поглощенного водорода в процессе эксплуатации использовали пробы в форме кубиков с размером

сторон 4 мм. Содержание водорода устанавливали на анализаторе водорода RH-402 Лесо методом горячей экстракции в кварцевом тигле с индукционным нагревом печи в потоке инертного газа (азот) по теплопроводности в соответствии с ГОСТ 17745–90 «Стали и сплавы. Методы определения газов».

Результаты и их обсуждение

Химический состав основного металла исследованных нефтегазовых труб диаметром 530, 720, 1220 и 1420 мм широко используемых марок сталей 17ГС, 17Г1С, 09Г2ФБ, 10Г2СФБ, 10Г2Б и 12ГСБ приведен в табл. 1. Эти стали различаются по содержанию углерода (0,11–0,2 % по

3. Механические свойства и характеристики повреждаемости сталей при эксплуатации

Условные обозначения труб (марка стали)	Документ на условия поставки труб	Длительность эксплуатации, лет	$\sigma_{0,2}^*$, МПа	$\sigma_{вк}^*$, МПа	δ_5^* , %	Ударная вязкость*, Дж/см ²	Доля и степень межзеренного охрупчивания***, %/°С	Степень коррозионного повреждения	Содержание водорода, см ³ /100 г	Степень суммарного охрупчивания, °С
№ 1 (17Г1С)	ТУ-14-3-109-73	31****	$\frac{368}{\geq 350}$	$\frac{531}{\geq 510}$	$\frac{27,8}{\geq 20}$	КСУ-40 = $\frac{27,5}{\geq 29}$	$\frac{1,8}{11,2}$	Отдельные участки коррозии с язвами глубиной до 5 мкм	НО**	11,2
№ 3 (17ГС)	ТУ-14-3-1573-96	27	$\frac{426}{\geq 350}$	$\frac{609}{\geq 510}$	$\frac{16,5}{\geq 20}$	КСV-20 = $\frac{24,2}{\geq 29}$	$\frac{8,4}{18,4}$	Слабо выраженная язвенная коррозия глубиной не более 8 мкм	1,2	32,4
№ 4 (10Г2СФБ)	ГОСТ 20295-85	9	$\frac{516}{\geq 340}$	$\frac{642}{\geq 490}$	$\frac{19,6}{\geq 20}$	КСV-0 = $\frac{106}{\geq 29}$	$\frac{9,7}{19,7}$	Средняя глубина коррозионных язв 40 мкм	НО**	21,3
№ 5 (09Г2ФБ)	ГОСТ 20295-85, изменение № 2	25	$\frac{487}{\geq 430}$	$\frac{600}{\geq 550}$	$\frac{24,5}{\geq 20}$	КСV-20 = $\frac{35}{\geq 39}$	$\frac{12,9}{22,9}$	Отдельные участки коррозии размером от 12-25 до 30-80 мкм средней глубиной 0,125 мкм	3,9	22,9
№ 6 (12ГСБ)	ТУ 14-3-1573-96	5,6	$\frac{393}{\geq 350}$	$\frac{522}{\geq 510}$	$\frac{29,8}{\geq 20}$	КСV-20 = $\frac{95}{\geq 39}$	$\frac{24,2}{34,2}$	Единичные сквозные язвы	1,08	34,2
№ 7 (12ГСБ)										
№ 8 (10Г2Б)	ТУ 14-3-1573-96	5	$\frac{664}{\geq 350}$	$\frac{690}{\geq 510}$	$\frac{12,3}{\geq 20}$	КСУ-40 = $\frac{80}{\geq 29}$	$\frac{1,9}{11,9}$	Сплошная язвенная коррозия со средней (72 мкм) и максимальной (87 мкм) глубиной язв	2,63	42,7
№ 9 (10Г2Б)										

* В числителе приведены фактические характеристики, в знаменателе — нормативные значения в соответствии со стандартом;

** НО не определяли;

*** Доля межзеренного разрушения в хрупком изломе, %;

**** Результаты контроля труб запаса, близких по году и технологии изготовления.

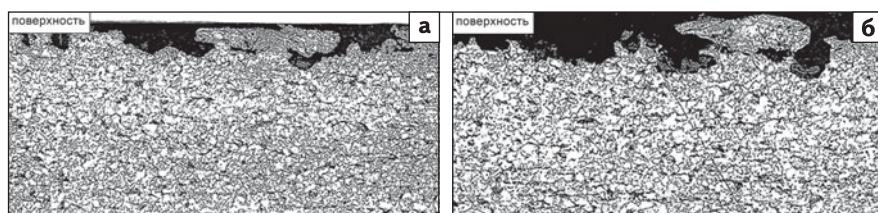


Рис. 2. Микроструктура стали 10Г2Б с наружной стороны труб № 8 (а) и № 9 (б), а, б, $\times 150$

4. Степень охрупчивания ΔT_{50} и $\Delta T_{КСУ}$ стали в результате механического старения

Условное обозначение трубы	$\delta_{\text{нор}} - \delta_{\text{ф}}, \%$	$\Delta T_{50}, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_{\text{КСУ}}, ^\circ\text{C}$
№ 3	20 – 26,5 = 3,5	11,6	14
№ 4	20 – 19,6 = 0,4	1,3	1,6
№ 8	20 – 12,3 = 7,7	25,4	30,8

Примечание. $\delta_{\text{ф}}$ – фактические значения по результатам испытаний на растяжение трех образцов.

массе) в 1,8 раза, серы (0,003–0,021 % по массе) в 3 раза и марганца (1,35–1,64 % по массе) всего лишь в 1,2 раза.

Следует отметить довольно высокую чистоту сталей по содержанию цветных примесей: Cr, Ni и Cu. Их содержание варьируется от 0,003 до 0,1 % по массе по Cr, 0,02–0,09 % по массе по Ni и 0,02 – 0,11 % по массе по Cu.

Все исследуемые стали труб имеют ферритно-перлитную структуру, подобно представленной на рис. 1. Характеристики структуры этих сталей приведены в табл. 2. Согласно рис. 1 размеры зерен феррита, расположенных между полосами перлита, различаются больше чем в 2 раза. Если в стали 17ГС между полосами перлита располагается одно зерно феррита, то в стали 09Г2ФБ – от двух до четырех (см. рис. 1). Соответственно критическая температура хрупкости T_{50} (50 % вязкой составляющей в изломе) отличается для этих сталей практически в 2,5 раза. Значение T_{50} на поперечных образцах для стали 10Г2ФБ и 17ГС составляет –24 и –62 °С соответственно.

После очистки труб от загряз-

нений, антикоррозионного покрытия и первичного визуального-измерительного контроля для каждой трубы определяли геометрические размеры, выявляли дефекты поверхности и формы. Механические повреждения отсутствовали. На нефтяных трубах № 6 и № 7 наблюдаются единичные сквозные язвы. На газовых трубах в большей степени и по площади язв, и по их глубине (в 1,5–1,8 раза) повреждается наружная поверхность труб. Типичный характер коррозионных повреждений на трубах № 8 и № 9 показан на рис. 2.

Степень коррозионного повреждения наружной поверхности газовых труб (табл. 3) варьируется в широком диапазоне значений: от локальных участков коррозии с язвами глубиной до 5 мкм до сплошной язвенной коррозии с максимальной глубиной язв 87 и 113 мкм соответственно на трубах № 8 и № 9. При этом длительность эксплуатации труб не главный фактор. Согласно работе [10] степень коррозионного повреждения трубопроводов зависит от качества работы станций электрохимической защиты, состояния (целостности) защит-

ного покрытия труб, химического состава и увлажненности грунта, а также от других факторов. С точки зрения возможности дальнейшего использования труб степень их коррозионного повреждения предполагает, что в результате протекания электрохимической коррозии возможно поглощение водорода металлом. Такие данные представлены в работах [7–9, 11].

Несмотря на разброс экспериментальных значений, количество водорода в металле возрастает с увеличением степени коррозионного повреждения: с ростом площади, покрытой язвами, и глубины коррозионных язв исследуемых газопроводных труб (см. табл. 3). Обращает на себя внимание аномально высокая степень локальной повреждаемости стали 12ГСБ нефтепроводной трубы, вызывающая сквозные язвы. При этом среднее содержание водорода в стали составляет 1,08 и 2,45 см³/100 г для труб № 6 и № 7 соответственно. В транспортируемой нефти содержалось (% по массе): 0,03 воды, 0,58 серы, 7,645 парафина, 4,945 смол, 2,274 асфальтенов, 0,00037 сероводорода, 0,056 солей. Такой состав способствует наводороживанию стали 12ГСБ, прежде всего, по границам зерен феррита (см. табл. 3). Чувствительная характеристика степени коррозионного повреждения металла труб – степень межзеренного охрупчивания. Доля межзеренного разрушения в хрупких зонах изломов ударных образцов труб № 6 и № 7 составляет соответственно 34,2 и 45,1 °С.

Степень межзеренного охрупчивания определяли в соответствии с РД 03-421-01 [12]. В процессе эксплуатации нефтегазовых труб она варьируется от 11,2 до 45,1 °С (см. табл. 3). Отсюда следует, что для сталей с ограниченным запасом хладо-

5. Суммарная степень охрупчивания стали и оценка технического состояния диагностируемых труб

Условное обозначение труб (марка стали)	Суммарная степень охрупчивания стали, °С	Оценка технического состояния		
		Хладостойкость	Необходимость ремонта поверхности труб	Пригодность к восстановлению
№ 1 (17Г1С)	11,2	Снизить требования по хладостойкости стали и/или повысить группу конструкций	Да	Да
№ 2 (17Г1С)	11,2			
№ 3 (17ГС)	32,4			
№ 4 (10Г2СФБ)	21,3			
№ 5 (09Г2ФБ)	22,9	Обеспечена	Подлежат вырезке дефектные места*	Частично**
№ 6 (12ГСБ)	34,2			
№ 7 (12ГСБ)	45,1	Снизить требования по хладостойкости стали и/или повысить группу конструкций	Да	Да (для элементов сжатия)
№ 8 (10Г2Б)	42,7			
№ 9 (10Г2Б)	12,4			Обеспечена

Примечание. Механическая прочность обеспечена в трубах № 1–9.

* В виде катушек.

** При высокой плотности распределения недопустимых дефектов труба подлежит отбраковке.

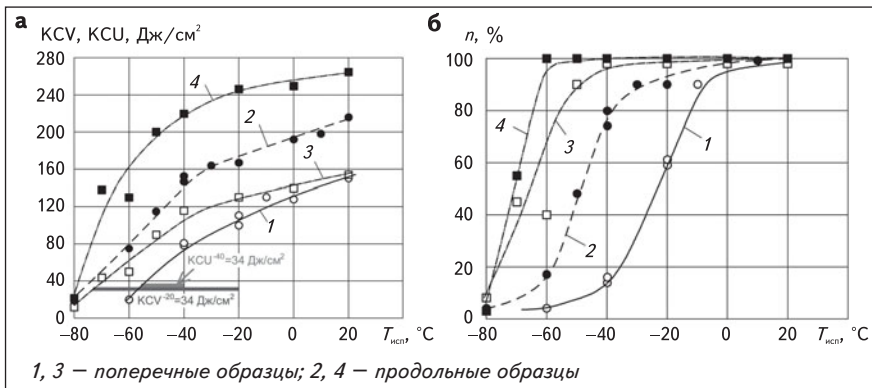


Рис. 3. Изменение ударной вязкости KCU (1, 2) и KCV (3, 4) (а) и доли вязкой составляющей n в изломе (б) от температуры испытания сталей 10Г2Б (1, 2) и 17Г1С (3, 4)

стойкости относительно нормативных требований имеется вероятность хрупкого разрушения труб. Эту ситуацию хорошо иллюстрируют результаты испытаний на ударный изгиб сталей 10Г2Б и 17Г1С (рис. 3). Линия кривой $KCU = f(T_{исп})$ для поперечных образцов отстоит на 17 °С от температуры испытания -40 °С (рис. 3а), установленной СП 16.13330 для нормативного значения ударной вязкости $KCU^{-40} = 34$ Дж/см². Соответственно отрезок, равный 17 °С,

представляет собой запас хладостойкости трубы из стали 10Г2Б. Время эксплуатации восстановленной трубы будет определять скорость ее охрупчивания под воздействием эксплуатационных факторов. Вследствие более высокой хладостойкости стали 17Г1С, для которой используются образцы с острым надрезом и нормативное значение $KCV^{-20} = 34$ Дж/см², запас хладостойкости достигает 54 °С.

Согласно табл. 3 ни в одном случае не зафиксировано сниже-

ние уровня $\sigma_{0,2}$ и σ_B относительно нормативных значений. Отметим, что межзеренное охрупчивание практически не влияет на стандартные прочностные характеристики металла ($\sigma_{0,2}$, σ_B). Однако в трех трубах из девяти выявляется факт снижения пластичности δ_5 стали относительно требований ТУ и ГОСТ. Последнее указывает на протекание пластической деформации в трубе. В табл. 4 приведены расчетные значения прироста критической температуры хрупкости ΔT_{50} и ΔT_{KCU} по величине уменьшения относительного удлинения поперечных образцов δ_Φ относительно нормативного значения $\delta_{нор}$ по ТУ 14-3-1583-96 «Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530–1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» и величины снижения KCU относительно нормативных значений.

Для расчета степени охрупчивания металла труб использовали данные работы [13], выпол-

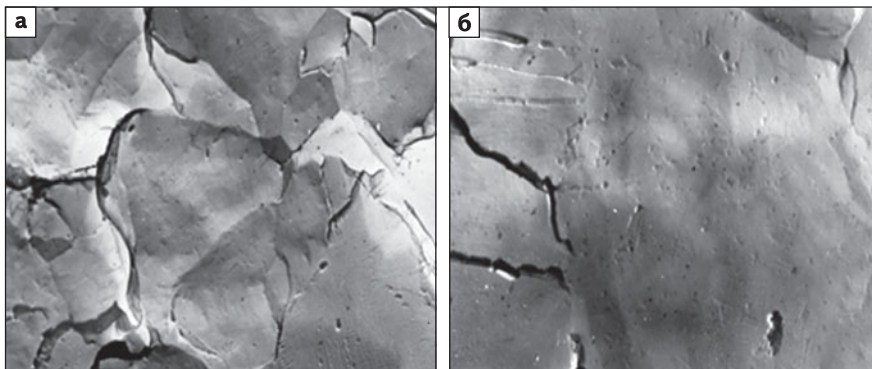


Рис. 4. Электронная фрактограмма излома поперечного ударного образца (а), $\times 600$ и излома в плоскости прокатки (б), $\times 4000$ стали 12ГСБ

ненной на большом перечне строительных сталей — СтЗкп, СтЗпс, СтЗсп, 09Г2С, 09Г2, 09Г2Т, 10Г2С1, 15ГС, 14Г2АФ, 16Г2АФ, 18Г2АФ. Эти стали имеют ферритно-перлитную структуру, как и стали, приведенные в табл. 1. Деформация на 10 % + старение при температуре 250 °С в течение 1 ч смещают кривые ударной вязкости КСУ на $40 \pm 2,6$ °С, а T_{50} (50 % волокна в изломе) — на $73 \pm 2,9$ °С. Следовательно, темп охрупчивания по ударной вязкости КСУ составляет 4 °С/%, а по T_{50} — 3,3 °С/%.

Степень механического старения может достигать нескольких десятков градусов (см. табл. 4). Фактически исследованные стали в состоянии поставки могут иметь значения $\delta_5 = 30,4$ %, как у трубы № 7. Соответственно степень охрупчивания по механизму механического старения может быть еще выше.

Согласно результатам испытаний на ударный изгиб поперечных образцов видно, что значения КСУ (КСУ) металла труб № 1–3, 5 меньше нормативных значений $КСУ^{40} < 29$ Дж/см² и $КСУ^{20} < 39$ Дж/см². Таким образом, в процессе эксплуатации все исследуемые трубы в разной степени испытывают и механическое, и водородное охрупчивание. При этом часть труб (пять из девяти) сохраняют уровень прочностных ($\sigma_{0,2}$, σ_B), пластических

δ_5 и вязкостных (хладостойких) характеристик (КСУ, КСВ) выше нормативных по соответствующим стандартам. Естественно, трубы № 6 и № 7 подлежат выбраковке по причине аномально высокой скорости коррозии и образования сквозных язв.

Итоговые результаты диагностирования технического состояния исследуемых труб представлены в табл. 5. Суммарная степень охрупчивания стали варьируется от 11,2 до 45,1 °С. Оценка технического состояния трубы складывается из трех составляющих: обеспеченности механической прочности ($\sigma_{0,2}$, σ_B), соответствия характеристик хладостойкости (КСУ или КСВ) (при нормативном значении предела текучести) и необходимости ремонта поверхности и формы труб¹.

В зависимости от уровня ударной вязкости, превышающей нормативные значения КСУ (КСВ) при нормативной температуре испытания (согласно СП 16.13330), рассматривают возможность повторного применения восстановленных труб [9].

Как видно из табл. 5, при условии ремонта поверхности труб и обеспечения механической прочности значительная часть (в четырех случаях из девяти) труб может быть использована в каче-

стве восстановленных труб с эксплуатационными характеристиками, соответствующими исходному состоянию. Количество пригодных труб к восстановлению повышается до семи, если для труб пониженной хладостойкости снизить категорию стали и/или повысить группу конструкции. В этом случае также получим экономию проката.

В течение 2016–2018 гг. был разработан ГОСТ Р ... «Изделия стальные из труб повторного применения для строительных конструкций». Стандарт предназначен для установления требований к изделиям из сварных и бесшовных труб повторного применения к проведению восстановительного ремонта. Очищенные от загрязнений и изоляции трубы следует идентифицировать в соответствии с механическими и геометрическими характеристиками, полученными в результате диагностирования технического состояния труб. Класс прочности стали очищенных труб устанавливается по химическому составу и механической характеристике — нижнему пределу текучести, указанному в ГОСТ Р 54864–2016 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для сварных стальных строительных конструкций. Технические условия» для горячедеформированных бесшовных труб, и в ГОСТ Р 58064–2018 «Трубы стальные сварные для строительных конструкций. Технические условия» для сварных труб. Преимущество этого подхода в том, что идентификация восстановленных труб проводится по современным стандартам, соответствующим требованиям СП 16.13330, в которых требования по ударной вязкости приведены для образцов с острым V-образным надрезом.

Если при испытании на удар-

¹ Информация о контроле формы труб приведена на рис. 3.

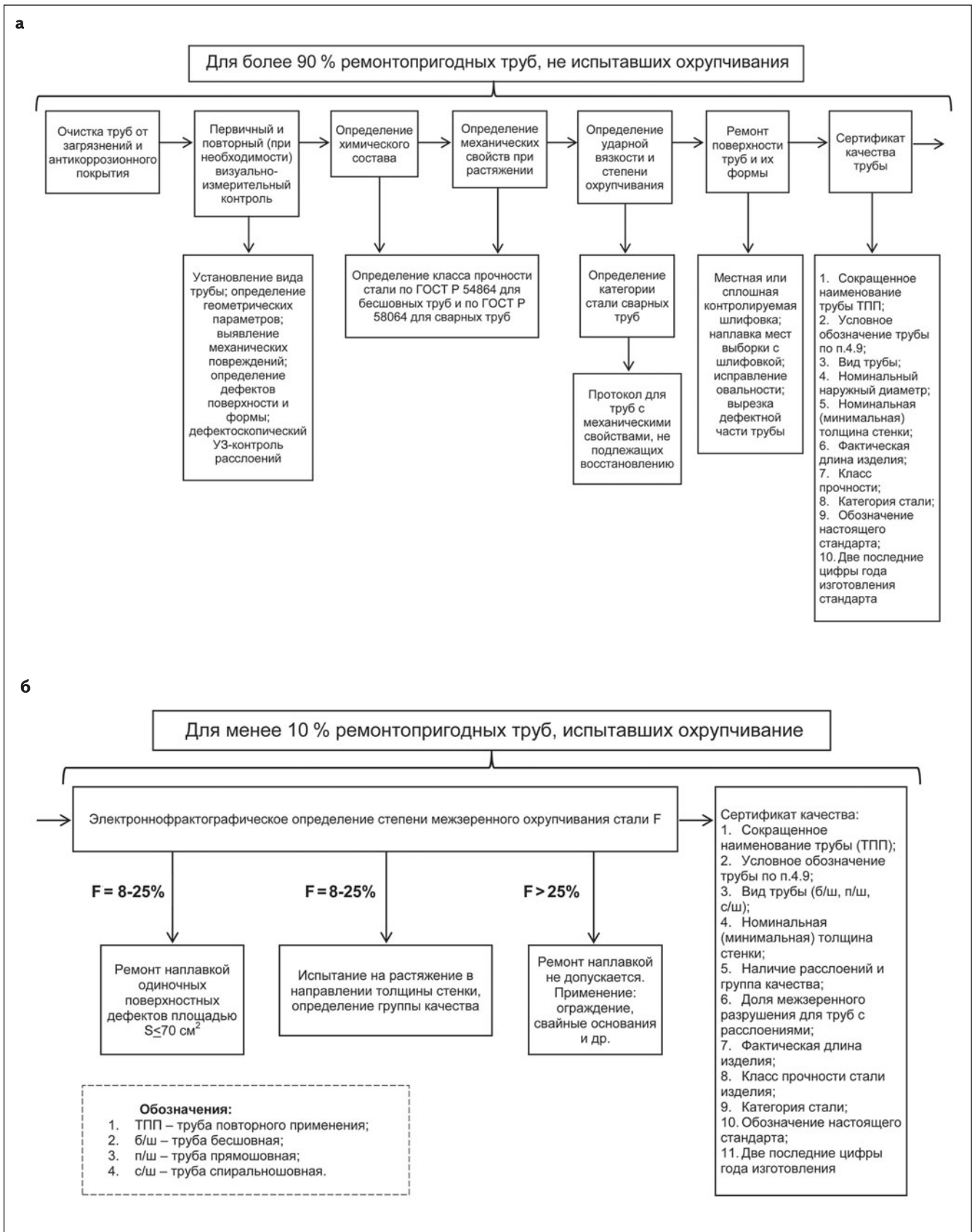


Рис. 5. Блок-схема последовательности операций при обработке бывших в эксплуатации труб, не испытывавших значительного ($\Delta T_K < 30 \text{ }^\circ\text{C}$) (а) и существенного ($\Delta T_K \geq 30 \text{ }^\circ\text{C}$) (б) охрупчивания под воздействием эксплуатационных факторов

ный изгиб снижение величины ударной вязкости не превышает 50 % (17 Дж/см²) от нормативного значения (34 Дж/см²), принимается, что охрупчивание металла не происходит. Тогда по результатам геометрических измерений, анализа химического состава, механических испытаний на растяжение и ударный изгиб оформляется документ о качестве труб повторного применения. При обнаружении более значительной степени межзеренного охрупчивания металла трубы подвергаются более основательному диагностированию с целью определения области их применения (см. например, труба № 8 в *табл. 3*). Типичный пример возникновения в хрупком изломе межзеренного разрушения представлен на *рис. 4*. Фасетки межзеренного разрушения характеризуются гладким плавным изогнутым рельефом, соответствующим распространению хрупкой трещины по границам зерен феррита. Условие применения таких труб — соответствие ударной вязкости КСУ или КСВ требованиям СП 16.13330 (изменение № 2) к группе конструкций 4.

Блок-схема последовательности операций для поступившей на обработку трубы до этапа изготовления сертификата качества изделия из трубы повторного применения приведена на *рис. 5*. Последовательность операций для труб повторного применения, не обнаруживающих существенного ($\Delta T_K < 30$ °С) охрупчивания стали, практически завершается на этапе ремонта поверхности труб и восстановления их

формы, если таковые имеются. Оформляется сертификат качества изделия из трубы повторного применения. По оценкам экспертов, это касается более 90 % ремонтнопригодных труб, не испытавших существенного охрупчивания под воздействием эксплуатационных факторов (трубы № 1, 2, 4, 9 в *табл. 3*).

Применение блок-схемы последовательности операций для бывших в эксплуатации труб позволяет получить качественную продукцию — трубы восстановленные повторного применения. Значительная часть этих труб после восстановления будет соответствовать требованиям СП 16.13330 для конструкций нормального уровня ответственности. Другая часть труб с существенной степенью охрупчивания ($\Delta T_K > 30$ °С), величина которой не превышает запас хладостойкости исходного металла, с успехом может применяться для конструкций пониженного уровня ответственности.

Выводы

1. При исследовании девяти труб нефтегазового сортамента диаметром 530, 720, 1220 и 1430 мм, подверженных язвенной коррозии, установлено, что снижение ударной вязкости относительно нормативных значений КСУ⁻⁴⁰ и КСВ⁻²⁰ зависит от вклада механического старения, определяемого по снижению значения δ_5 , и межзеренного охрупчивания, устанавливаемого по доле межзеренной составляющей в хрупком изломе.

2. При наводороживании труб-

ных сталей 17Г1С, 17ГС, 09Г2ФБ, 12ГСБ, 10Г2Б, 10Г2СФБ величина межзеренного охрупчивания характеризуется степенью межзеренного разрушения и слабо связана с содержанием водорода в металле.

3. Запас хладостойкости трубных сталей, определяемый отношением ударной вязкости на момент обследования к нормативному значению КСУ⁻⁴⁰, КСВ⁻⁴⁰ и КСВ⁻²⁰ Дж/см² в соответствии с требованием СП 16.13330, служит основанием для принятия решения по пригодности труб к повторному применению.

4. С целью минимизации затрат на проведение диагностирования технического состояния труб, бывших в эксплуатации, предложена блок-схема последовательности операций. Ее использование позволит получать качественную продукцию — трубы восстановленные повторного применения, соответствующие требованиям СП 16.13330.

5. Учитывая высокий уровень ремонтнопригодности (> 90 %) бывших в эксплуатации труб и развитую методику оценки технического состояния этих труб, основанную на требованиях СП 16.13330, целесообразно восстановленные трубы повторного применения использовать также для конструкций нормального уровня ответственности (КС-2). В качестве первоочередных областей внедрения таких труб следует называть трубный шпунт, строительные сваи для оснований на объектах нефтегазовой и транспортной отраслей, а также промышленного и гражданского строительства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Махутов Н. А., Пермьяков В. Н., Кравцова Ю. А., Ботвина Л. Р. Оценка состояния материала продуктопровода после его длительной эксплуатации // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2007. № 2. Т. 73. С. 54–59.
2. Одесский П. Д. О деградации свойств сталей для металлических конструкций // Заводская лабора-

тория. Диагностика материалов. 2003. № 10. Т. 69. С. 41–48.

3. Стеклов О. И., Варламов Д. П. Анализ рисков магистральных газопроводов России по данным мониторинга результатов внутритрубной диагностики // Сварочное производство. 2013. № 9. С. 28–34.
4. Амалеев К. М., Абраменко Л. А. Деформационное старение трубных сталей в процессе эксплуатации

- магистральных нефтепроводов // Проблемы прочности. 1989. № 11. С. 125–131.
5. Рыбаков А. А., Гончаренко Л. В., Филипчук Т. Н. [и др.]. Причины стресс-коррозионного разрушения монтажного кольцевого соединения магистрального газопровода // Автоматическая сварка. 2014. № 3. С. 54–57.
 6. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов. Атлас / под ред. А. Б. Арабея, З. Кнешински. М.: Наука, 2006. 105 с.
 7. Горицкий В. М. Диагностика металлов. М.: Metallurgizdat, 2007. 384 с.
 8. Горицкий В. М., Шнейдеров Г. Р., Горицкий О. В. Влияние водородной коррозии на сопротивление хрупкому разрушению нефтепроводной трубы диаметром 530 мм из ферритно-перлитной стали 12ГСБ // Деформация и разрушение материалов. 2019. № 8. С. 40–48.
 9. Горицкий В. М., Шнейдеров Г. Р., Горицкий О. В. Качество стальных восстановленных газопроводных труб повторного применения для строительства // Промышленное и гражданское строительство. 2020. № 3. С. 31–41.
 10. Сосновский Л. А., Махутов Н. А., Бордовский А. М., Воробьев В. В. Статистическая оценка деградации свойств материала нефтепровода // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. 2003. Т. 60. № 11. С. 40–49.
 11. Горицкий В. М., Муравин Е. Л., Шнейдеров Г. Р. Развитие структурной повреждаемости и трещинообразование в колонных головках скважины при длительной эксплуатации в условиях Севера // Деформация и разрушение материалов. 2018. № 11. С. 33–44.
 12. РД 03-421-01. Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов.
 13. Гладштейн Л. И., Весолайн О. Я. О целесообразности испытания строительной стали на склонность к механическому старению // Заводская лаборатория. 1990. № 5. С. 64–68.

REFERENCES

1. Makhutov N. A., Permyakov V. N., Kravtsova Yu. A., Botvina L. R. Assessment of the state of the product pipeline material after its long-term operation. *Zavodskaya laboratoriya. Diagnostika materialov*, 2007, no. 2, vol. 73, pp. 54–59. (In Russian).
2. Odesskiy P. D. On the degradation of properties of steels for metal structures. *Zavodskaya laboratoriya. Diagnostika materialov*, 2003, no. 10, vol. 69, pp. 41–48. (In Russian).
3. Steklov O. I., Varlamov D. P. Analysis of the risks of main gas pipelines in Russia according to monitoring the results of in-line diagnostics. *Svarochnoe proizvodstvo*, 2013, no. 9, pp. 28–34. (In Russian).
4. Amaleyev K. M., Abramenko L. A. Deformation aging of pipe steels during the operation of main oil pipelines. *Problemy prochnosti*, 1989, no. 11, pp. 125–131. (In Russian).
5. Rybakov A. A., Goncharenko L. V., Filipchuk T. N. et al. Causes of stress-corrosion destruction of the mounting ring joint of the main gas pipeline. *Avtomaticheskaya svarka*, 2014, no. 3, pp. 54–57. (In Russian).
6. *Korrozionnoe rastreskivanie pod napryazheniem trub magistral'nykh gazoprovodov. Atlas* [Stress corrosion cracking of pipes of main gas pipelines. Atlas]. Edited by A. B. Arabeya, Z. Kneshinski. Moscow, Nauka Publ., 2006. 105 p. (In Russian).
7. Goritskiy V. M. *Diagnostika metallov* [Diagnostics of metals]. Moscow, Metallurgizdat Publ., 2007. 384 p. (In Russian).
8. Goritskiy V. M., Shneyderov G. R., Goritskiy O. V. Influence of hydrogen corrosion on the brittle fracture resistance of a 530 mm oil pipeline made of ferrite-pearlite steel 12GSB. *Deformatsiya i razrushenie materialov*, 2019, no. 8, pp. 40–48. (In Russian).
9. Goritskiy V. M., Shneyderov G. R., Goritskiy O. V. Quality of restored steel gas pipes for re-application in construction. *Promyshlennoe i grazhdanskoe stroitel'stvo*, 2020, no. 3, pp. 31–41. (In Russian).
10. Sosnovskiy L. A., Makhutov N. A., Bordovskiy A. M., Vorobiev V. V. Statistical assessment of the degradation of the properties of the oil pipeline material. *Zavodskaya laboratoriya. Diagnostika materialov*, 2003, vol. 60, no. 11, pp. 40–49. (In Russian).
11. Goritskiy V. M., Muravin E. L., Shneyderov G. R. Development of structural damage and cracking in the casing heads of the well during long-term operation in the North. *Deformatsiya i razrushenie materialov*, 2018, no. 11, pp. 33–44. (In Russian).
12. RD 03-421-01. *Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu diagnostirovaniya tekhnicheskogo sostoyaniya i opredeleniyu ostatochnogo sroka sluzhby сосудов i apparatov* [Methodical instructions for diagnosing the technical state and determining the residual life of vessels and apparatus]. (In Russian).
13. Gladshiteyn L. I., Vesolaynen O. Ya. About the expediency of testing construction steel for tendency to mechanical aging. *Zavodskaya laboratoriya*, 1990, no. 5, pp. 64–68. (In Russian).

Для цитирования: Горицкий В. М., Шнейдеров Г. Р. Восстановленные нефтегазопроводные трубы повторного применения для конструкций четвертой группы // Промышленное и гражданское строительство. 2021. № 2. С. 24–33. DOI: 10.33622/0869-7019.2021.02.24-33.

For citation: Goritskiy V. M., Shneiderov G. R. Recovered Re-Use Oil and Gas Pipeline Pipes for Structures of the Fourth Group. *Promyshlennoe i grazhdanskoe stroitel'stvo* [Industrial and Civil Engineering], 2021, no. 2, pp. 24–33. (In Russian). DOI: 10.33622/0869-7019.2021.02.24-33.